



UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA:

INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE

INGENIERIO ELÉCTRICO

TEMA:

**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN BANCO DE PROTECCIONES
DE SOBRECORRIENTE, PARA ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN**

AUTORES:

MIGUEL JAIRO LEON BUSTOS

CARLOS DANIEL PALAU LLERENA

VICTOR HUGO SANCHEZ SALAZAR

DIRECTOR:

ING. ROY SANTANA JARA

GUAYAQUIL, ABRIL 2015

CERTIFICACION

Yo el Ing. ROY F. SANTANA J., declaro que el presente proyecto de tesis, previo a la obtención del título de ingeniero eléctrico, fue elaborado por los señores: MIGUEL JAIRO LEON BUSTOS, CARLOS DANIEL PALAU LLERENA y VICTOR HUGO SANCHEZ SALAZAR, bajo mi dirección y supervisión.

Ing. Roy F. Santana J.

Director de Tesis

UPS – SEDE GUAYAQUIL

RESPONSABILIDAD DE LOS HECHOS.

“La responsabilidad de los hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis corresponden exclusivamente a los Autores”.

MIGUEL JAIRO LEÓN BUSTOS.

C.I. 0926035320

CARLOS DANIEL PALAU LLERENA.

C.I. 0925552887

VÍCTOR HUGO SÁNCHEZ SALAZAR.

C.I. 0927641910

AGRADECIMIENTOS.

Queremos agradecer de la forma más sincera y profunda:

- En primera instancia, y por sobre todas las cosas a Dios, nuestro Creador, que nos proveyó de la sabiduría, paciencia, y fortaleza necesaria; que durante el proceso de desarrollo de nuestra tesis, nunca nos hizo desfallecer y nos impulsó siempre hacia adelante.
- A los docentes de la Universidad Politécnica Salesiana, que nos transmitieron sus conocimientos, durante nuestra formación como estudiantes de la carrera.
- A nuestro tutor, el Ing. Roy Santana, que con su experiencia y calidad humana, nos brindó todo el apoyo profesional y humano, durante todo el proceso del presente proyecto.
- A todas las persona que de diferentes formas contribuyeron con su ayuda, y se convirtieron partícipes también del éxito del trabajo en mención.

Miguel Jairo León Bustos.

Carlos Daniel Palau Llerena.

Víctor Hugo Sánchez Salazar.

DEDICATORIAS.

Dedico este proyecto de tesis de Ingeniería Eléctrica en primer lugar a DIOS, quien me ha brindado toda la sabiduría necesaria, a mí querido ángel que está en cielo mi Madre María Eugenia Bustos Pincay por amarme, guiarme, apoyarme, enseñarme a crecer y a demostrarme que si caigo debo levantarme y seguir adelante, a mi padre Fausto León Ochoa, a mis hermanos y hermanas, por su apoyo incondicional, y por siempre creer en mí; a mis profesores, amigos y demás personas, que me brindaron su apoyo para poder lograr mi meta de ser un gran profesional y un excelente ser humano.

Sé que estas frases no son suficientes para dar mi agradecimiento a todas las personas que me han ayudado, pero espero que con ellas, dar a entender mis sentimientos de aprecio y cariño para todos.

Miguel Jairo León Bustos

Le doy gracias primero ante todo a Dios por bendecirme y permitirme llegar hasta aquí, a mis padres que por su esfuerzo, dedicación, confianza y consejos a lo largo de mi vida hicieron posible este logro, el cual no es mío sino de ellos en realidad, a mi familia y hermanos que siempre me han brindado su apoyo incondicional cuando más lo necesitaba durante todos estos años.

Un agradecimiento muy especial a mi querido Hijo Daniel Alejandro a quien sacrifique un poco de atención en la mejor etapa de su niñez.

También agradezco a mis compañeros de la tesis por brindarme su confianza y apoyo mutuo, y en especial a nuestro tutor el Ing. Roy Santana por su valiosa guía y por brindarnos su tiempo a lo largo de todo el proyecto.

Gracias de corazón a todos ustedes por hacer posible la culminación de mi carrera y por llenarme de conocimientos para crecer profesional y personalmente.

Carlos Daniel Palau Llerena

Quiero agradecer a Dios por tenerme hasta este momento presente con vida y salud, por darme la sabiduría, fortaleza y paciencia para salir adelante. Quiero dedicar este trabajo de tesis a mi familia: a mi mamá, a mi papá, a mi hermana, a mi abuelita Julia; a Ellos, les agradezco por amarme incondicionalmente, por cuidarme y aconsejarme, a lo largo de toda mi vida, y ni se diga en esta etapa de formación profesional, a todos ellos les digo: Son mi principal motor e inspiración para seguir adelante. Este logro nos servirá a todos como me lo he prometido, para vivir mejor en todos los sentidos. Los amo con todo mi corazón.

Un agradecimiento muy especial a todos los docentes que me formaron, no solo en la etapa universitaria, sino durante toda mi vida; ya que esta es una tarea muy noble, que al mismo tiempo me ha demostrado, que saber nuevas cosas me hacen ver que no sé nada, y que esto sea el aliciente para seguir superándome y seguir estudiando.

A mi tutor el Ing. Roy Santana, que siempre tuvo la predisposición para asistirnos durante todo el proceso de desarrollo de nuestra tesis. Por el aprendizaje obtenido sobre Protecciones Eléctricas, que es el área donde ya desde un inicio me quería especializar profesionalmente, desde que tomé la materia de Protecciones en mi período estudiantil, dictada por el Ing. Ervin Solano, el cual le agradezco infinitamente su colaboración también en el presente proyecto.

A todas la personas que directa e indirectamente fueron partícipes, que se concretara este proceso en mi vida: amigos, compañeros, demás familiares, y todos. Gracias.

Víctor Hugo Sánchez Salazar

INDICE GENERAL

RESPONSABILIDAD DE LOS HECHOS.	III
AGRADECIMIENTOS.	IV
DEDICATORIAS.	V
INDICE GENERAL	VIII
INDICE DE ILUSTRACIONES	XV
INDICE DE TABLAS	XVIII
INDICE DE ECUACIONES	XX
RESUMEN.....	XXI
ABSTRACT.....	XXII
INTRODUCCIÓN	I
CAPITULO 1.	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	1
1.1PROBLEMA.	1
1.2JUSTIFICACIÓN.	1
1.3OBJETIVOS.....	2
1.3.1OBJETIVO GENERAL.....	2
1.3.2OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.4 MÉTODO EXPERIMENTAL DE INVESTIGACIÓN.....	2

1.4.1 GRUPO EXPERIMENTAL Y DE CONTROL.	2
CAPITULO II.	3
FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	3
2.1SISTEMAS DE POTENCIA.....	3
2.1.1CLIENTES.	3
2.1.2FUENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	4
2.1.3SISTEMA DE ENTREGA.	5
FIGURA 1 INFRAESTRUCTURA DE UN SISTEMA DE POTENCIA.....	6
2.1.3.1 TRANSMISIÓN.....	6
2.1.3.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	7
2.1.3.2.1 CIRCUITOS DE SUBTRANSMISIÓN.....	8
2.1.3.2.1.1 SISTEMA RADIAL.	9
2.1.3.2.1.2 SISTEMA ANILLO.	11
2.1.3.2.2 SUBESTACIONES.....	13
2.1.3.2.3 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.....	14
2.1.3.2.3 RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.....	15
2.1.3.2.4 RED DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA.	15
2.2SISTEMA DE PROTECCIÓN PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN.	16
2.2.1CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	17

2.3FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	17
2.4PROTECCIONES DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.	18
2.5EQUIPOS Y/O DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.....	19
2.5.1FUSIBLES.	19
2.5.1.1CLASIFICACIÓN DE LOS FUSIBLES.....	20
2.5.2DISYUNTOR O INTERRUPTOR DE POTENCIA.....	25
2.5.3RELÉS DE PROTECCIÓN.	26
2.5.3.1TIPOS DE RELÉS DE PROTECCIÓN SEGÚN SU CONSTRUCCIÓN.....	26
2.5.3.1.1RELÉS ELECTROMECAÓNICOS TIPO DISCO DE INDUCCIÓN.....	27
2.5.3.1.2RELÉS DIGITALES.	28
2.5.3.2TIPOS DE RELÉS DE PROTECCIÓN SEGÚN EL TIPO DE PROTECCIÓN.	29
2.5.3.2.1 PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE.....	29
2.5.3.2.2 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE.	30
2.5.3.2.2.1 PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE CORRIENTE DEFINIDA.	30
2.5.3.2.2.2 PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDO.	33
2.5.3.2.2.3 PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO.	33
2.5.3.2.3 RECONECTADOR.....	33
2.5.3.2.3.1 UBICACIÓN Y FUNCIONES DE LOS RECONECTADORES.	35

2.6 PROTECCIÓN PRINCIPAL Y PROTECCIÓN DE RESPALDO.	36
2.7 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.	37
2.8 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN, AJUSTE Y COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.	38
2.8.2 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS CONVENCIONALES Y AUTOPROTEGIDOS Y TRIFÁSICOS.	42
2.8.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE FUSIBLES PARA TRANSFORMADORES.	43
2.8.4 CRITERIOS PARA LOS RELÉS DE FASE, TIERRA Y AJUSTES SEGÚN LAS NORMAS IEC.	44
2.8.5 CRITERIOS PARA RECONECTADORES.	48
2.8.5.1 PROTECCIÓN DE FASE.	48
2.8.5.2 PROTECCIÓN DE NEUTRO.	50
2.9 CRITERIOS PARA COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.	50
2.9.1 COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE.	51
2.9.2 COORDINACIÓN RELÉ-FUSIBLE.	52
2.9.3 COORDINACIÓN RECONECTADOR-FUSIBLE.	53
2.9.3.1 AHORRO DE FUSIBLES (SAVING FUSE).	54
2.9.3.2 SACRIFICIO DE FUSIBLES (NO SAVING FUSE).	54
2.10 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC).	55
CAPÍTULO 3.	57

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DEL MÓDULO DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE PARA ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN.....	57
3.1 DISEÑO.....	57
3.1.1 ESTRUCTURA MECÁNICA.....	57
3.1.2 CALCOMANÍA DE VINIL TRANSPARENTE.	58
3.1.3 PLANCHA METÁLICA.	60
3.2 CONSTRUCCIÓN.....	60
3.3 INVENTARIO DE EQUIPOS QUE CONSTITUYEN EL BANCO DE TESIS.	63
3.4 PRESUPUESTO DE LA CONSTRUCCIÓN DEL MÓDULO DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE PARA ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN.....	65
CAPITULO 4	67
MANUAL DE PRÁCTICAS.	67
4.1. GUÍA DE PRÁCTICAS PARA PRUEBAS DEL MÓDULO.....	67
4.2 PRÁCTICA # 1: MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD DEL BANCO.....	69
4.2.1 DATOS INFORMATIVOS.	69
4.2.2 DATOS DE LA PRÁCTICA.....	69
4.2.4 NORMAS DE SEGURIDAD CON LOS ELEMENTOS ELÉCTRICOS.....	86
4.3 PRÁCTICA #2: COMPROBACIÓN DE FUNCIONAMIENTO DE ELEMENTOS DEL BANCO.....	89
4.3.1 DATOS INFORMATIVOS.	89
4.3.2 DATOS DE LA PRÁCTICA.....	89

4.4 PRÁCTICA #3: CURVA DE FUSIÓN Y DE DESPEJE DE FUSIBLE TIPO K.	128
4.4.1. DATOS INFORMATIVOS.	128
4.4.2. DATOS DE LA PRÁCTICA.....	128
4.5 PRÁCTICA #4: AJUSTE DE PROTECCIÓN 50-51(FUNCIÓN SOBRECORRIENTE, INVERSO-INSTANTÁNEO) PROTECCIÓN FASE Y NEUTRO.....	134
4.5.1. DATOS INFORMATIVOS.	134
4.5.2. DATOS DE LA PRÁCTICA.....	134
4.6 PRÁCTICA # 5: CURVA DE COORDINACIÓN 50-51 (PROTECCIÓN FASE Y NEUTRO)-FUSIBLE.	150
4.6.1. DATOS INFORMATIVOS.	150
4.6.2. DATOS DE LA PRÁCTICA.....	150
4.7 PRÁCTICA #6: CURVA DE COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE TIPO K.	157
4.7.1. DATOS INFORMATIVOS.	157
4.7.2. DATOS DE LA PRÁCTICA.....	157
4.8 PRÁCTICA #7: AJUSTE DE PROTECCIÓN DE FUNCIÓN 79 (FUNCIÓN RECONECTADOR).	165
4.8.1. DATOS INFORMATIVOS.	165
4.8.2. DATOS DE LA PRÁCTICA.....	165
4.9 PRÁCTICA # 8: CURVA DE COORDINACIÓN RECONECTADOR- FUSIBLE.....	181
4.9.1. DATOS INFORMATIVOS.	181
4.9.2. DATOS DE LA PRÁCTICA.....	181

4.10 PRÁCTICA #9: AJUSTE DE PROTECCIÓN DEL RECONECTADOR, PROTECCIÓN DE FASE.	188
4.10.1. DATOS INFORMATIVOS.....	188
4.10.2. DATOS DE LA PRÁCTICA.	188
4.11 PRÁCTICA #10: AJUSTE DE PROTECCIÓN DEL RECONECTADOR, PROTECCIÓN DE NEUTRO.	195
4.11.1. DATOS INFORMATIVOS.....	195
4.11.2. DATOS DE LA PRÁCTICA.	195
4.12 PRÁCTICA #11: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES. (SOFTWARE SIMULADOR ETAP).....	202
4.12.1. DATOS INFORMATIVOS.....	202
4.12.2. DATOS DE LA PRÁCTICA.	202
4.13 PRÁCTICA #12: ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	205
4.13.1. DATOS INFORMATIVOS.....	205
4.13.2. DATOS DE LA PRÁCTICA.	205
CAPÍTULO 5	209
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	209
5.1 CONCLUSIONES.....	209
5.2 RECOMENDACIONES.....	209

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Infraestructura de un sistema de potencia.....	6
Figura 2 Infraestructura de un sistema de potencia.....	8
Figura 3 Sistema radial simple.....	10
Figura 4 Sistema radial mejorado.....	10
Figura 5 Ejemplar de un circuito paralelo o anillo.....	11
Figura 6 Ejemplar de un circuito paralelo o anillo.....	12
Figura 7 Dos formas frecuentes de un alimentador primario tipo anillo.	12
Figura 8 Subestación de maniobra, Ibarra, Ecuador.	13
Figura 9 Subestación de distribución, Las Cumbres, Guayaquil, Ecuador.	14
Figura 10 Fusible tipo expulsión.....	19
Figura 11 Estructura de los fusible tipo H, K, T	21
Figura 12 Estructura de los fusible tipo VS.	21
Figura 13 Estructura de los fusible tipo SR y VS.	21
Figura 14 Curva de mínima fusión de tirafusible tipo K.....	23
Figura 15 Curva de despeje de tirafusible tipo K.....	24
Figura 16 Interruptor ABB tanque muerto.....	26
Figura 17 Relé de sobrecorriente ABB.	27
Figura 18 Relé de sobrecorriente digital.	28
Figura 19 Curvas características de operación Tiempo-Corriente de las protecciones de sobrecorriente.	30
Figura 20 Efecto de las impedancias sobre el nivel de cortocircuito.	31
Figura 21 Reconectador usado en líneas de distribución.	34
Figura 22 Reconectador con su respectivo tablero de control, comunicado con un computador.	35
Figura 23 Secuencia de operación de un reconectador	35
Figura 24 Fusibles funcionando como protección principal y de respaldo.....	37
Figura 25 Características de tiempos de operación de relés.....	45
Figura 26 Diagrama unifilar sistema Fusible-Fusible.	51
Figura 27 Gráfica Tiempo-Corriente coordinación Relé-Fusible.	53
Figura 28 Diagrama unifilar esquema Reconectador-Fusible.....	54
Figura 29 Características tensión-corriente de los TC's.	56
Figura 30 Vista isométrica de estructura mecánica con la plancha metálica sin el calado.	57
Figura 31 Vista lateral del banco de trabajo.....	58
Figura 32 Diseño de calcomanía de vinil transparente. Las medidas están expresadas en metros.	59
Figura 33 Estructura mecánica con la plancha soldada y sus respectivos agujeros.....	60

Figura 34 Vista frontal del módulo en proceso de construcción.....	61
Figura 35 Tablero terminado sin los elementos.	61
Figura 36 Colocación de canaleta y elementos de control y medición.	62
Figura 37 Colocación del cronómetro electrónico	62
Figura 38 Conexión del banco.....	63
Figura 39 Vista frontal del módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión.....	63
Figura 40 Vista posterior del módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión.....	64
Figura 41 Vista frontal módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión.	71
Figura 42 Alimentación trifásica para control del tablero.....	72
Figura 43 Borneras para alimentación eléctrica al tablero desde el variac.	72
Figura 44 Breaker principal de fuerza del tablero.	73
Figura 45 Vista frontal del medidor de parámetros 1.....	74
Figura 46 Vista posterior del medidor de parámetros 1.	75
Figura 47 Vista frontal de medidor de parámetros 2.....	75
Figura 48 Parte posterior del medidor de parámetros 2.	76
Figura 49 Contactores de fuerza y control del banco de pruebas.....	76
Figura 50 Vista frontal relé de sobrecorriente / Recierre SEL-551.....	77
Figura 51 Vista posterior relé de sobrecorriente / Recierre SEL-551.	78
Figura 52 Luces pilotos	78
Figura 53 Transformador seco inyector de corriente de prueba.....	78
Figura 54 Pulsador rasante doble	79
Figura 55 Pulsadores normalmente abierto y cerrado.	79
Figura 56 Pulsador de emergencia.	80
Figura 57 Barra de cobre	80
Figura 58 Borneras.	81
Figura 59 Selector de dos posiciones.	81
Figura 60 Switch ojo de cangrejo 2 Pines-2 Posiciones.....	82
Figura 61 Transformador de corriente 30/5	82
Figura 62 Transformador de corriente 2000/5	83
Figura 63 Fuente DC.	83
Figura 64 Tarjeta electrónica del cronómetro digital.	84
Figura 65 Fin de carrera, hay uno por cada caja portafusible.	84
Figura 66 LCD's 4x20.....	85
Figura 67 Cajas portafusibles 100 A.....	85
Figura 68 DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA #3.....	131
Figura 69 CURVA DE TIRAFUSIBLE TIPO K;25A;15 KV; PRACTICA #3.....	132
Figura 70 DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA#4.....	149
Figura 71 DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA #5.....	154

Figura 72 CURVA DE TIRAFUSIBLE TIPO K;25A;15 KV; PRACTICA #5	155
Figura 73 DIAGRAMA DE CONEXIONES (PARTE 1) PRACTICA#6	161
Figura 74 DIAGRAMA DE CONEXIONES (PARTE 2) PRACTICA#6	162
Figura 75 CURVA DE COORDINACIÓN ENTRE TIRAFUSIBLES DE 40 Y 25 A TIPO K;20;15 KV PRACTICA#6	163
Figura 76 DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA #7	180
Figura 77 DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA #8.....	185
Figura 78 CURVA DE TIRAFUSIBLE TIPO K;20A;15 KV PRACTICA #8	186
Figura 79 DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA #9.....	192
Figura 80 HOJA LOG-LOG PARA CURVA DEL RECONECTADOR DE FASE PRACTICA #9.....	193
Figura 81 DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA #10.....	199
Figura 82 HOJA LOG-LOG PARA CURVA DEL RECONECTADOR DE FASE PRACTICA #10.....	200
Figura 83 DIAGRAMA UNIFILAR PRACTICA #12	208
Figura 84 Anexo 1: DIAGRAMA DE FUERZA DEL MÓDULO	213
Figura 85 Anexo 2: DIAGRAMA DE CONTROL DEL MODULO, PARTE 1	214
Figura 86 Anexo 3: DIAGRAMA DE CONTROL DEL MODULO, PARTE 2.	215
Figura 87 Anexo 4: Hoja de especificaciones del relé SEL 551.	216
Figura 88 Anexo 5: Hoja de especificaciones del relé SEL 551.	216
Figura 89 Anexo 6: Hoja de especificaciones del relé SEL 551.	217
Figura 90 Anexo 7: Hoja de especificaciones del relé SEL 551.	218
Figura 91 Anexo 8: Hoja de especificaciones del relé SEL 551.	219
Figura 92 Anexo 9: Hoja de especificaciones del relé SEL 551.	219
Figura 93 Anexo 10: Hoja de especificaciones del relé SEL 551.	220
Figura 94 Anexo 11: Hoja de especificaciones de los medidores de parámetros.	221
Figura 95 Anexo 12: Hoja de especificaciones de cajas portafusibles del banco	222
Figura 96 Anexo 13: Características generales de transformador de corriente 2000/5 A.....	223
Figura 97 Anexo 14: Características y dimensiones de transformador de corriente 2000/5 A....	223
Figura 98 Anexo 15: Características y dimensiones de transformador de corriente 30/5 A.....	224

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Voltajes de operación en sistemas de potencia.	5
Tabla 2 Voltajes de operación en redes secundarias.	16
Tabla 3 Coordinación entre fusibles ANSI/NEMA tipo K.	52
Tabla 4 Coordinación entre fusibles ANSI/NEMA tipo T.	52
Tabla 5 Presupuesto usado para construcción del módulo.	65
Tabla 6 Prueba de medición del estado real de borneras y Conectores.	93
Tabla 7 Prueba de medición del estado real de caja Porta Fusible 1.	94
Tabla 8 Prueba de medición del estado real de caja Porta Fusible 2.	95
Tabla 9 Prueba de medición del estado real de barra De Cobre	96
Tabla 10 Prueba de medición del estado real de los cables de Prueba.	97
Tabla 11 Prueba de medición del estado real de contactor 1	98
Tabla 12 Prueba de medición del estado real de contactor 2.	99
Tabla 13 Prueba de medición del estado real de contactor 3.	100
Tabla 14 Prueba de medición del estado real de estructura Mecánica.	101
Tabla 15 Prueba de medición del estado real de clavija.	102
Tabla 16 Prueba de medición del estado real de luz piloto “Encendido.”	103
Tabla 17 Prueba de medición del estado real de luz Piloto “Abierto”	104
Tabla 18 Prueba de medición del estado real de luz Piloto “Cerrado.”	105
Tabla 19 Prueba de medición del estado real de transformador de Corriente 30/5.	106
Tabla 20 Prueba de medición del estado real de transformador de Corriente 2000/5.:	107
Tabla 21 Prueba de medición del estado real de pulsador PE.	108
Tabla 22 Prueba de medición del estado real de pulsador doble rasante.	109
Tabla 23 Prueba de medición del estado real de pulsador P2.	110
Tabla 24 Prueba de medición del estado real de pulsador P3.	111
Tabla 25 Prueba de medición del estado real de breaker 20A para protección del transformador	112
Tabla 26 Prueba de medición del estado real de resistencia tipo tiza.	113
Tabla 27 Prueba de medición del estado real de breaker control 2P-32A.	114
Tabla 28 Prueba de medición del estado real de breaker 2P-20A protección del transformador.	115
Tabla 29 Prueba de medición del estado real de fusible #1- 1A.	116
Tabla 30 Prueba de medición del estado real de fusible #2- 1A.	117
Tabla 31 Prueba de medición del estado real de fusible #3- 1A.	118
Tabla 32 Prueba de medición del estado real de fusible #4- 1A.	119
Tabla 33 Prueba de medición del estado real de final de carrera 1.	120

Tabla 34 Prueba de medición del estado real de final de carrera 2.	121
Tabla 35 Prueba de medición del estado real de medidor de parámetros 1.	122
Tabla 36 Prueba de medición del estado real de medidor de parámetros 2.	123
Tabla 37 Prueba de medición del estado real de fuente 125 VDC.....	124
Tabla 38 Prueba de medición del estado real de tarjeta de cronómetro digital.....	125
Tabla 39 Prueba de medición del estado real de display 1 LCD's 4x20.....	126
Tabla 40 Prueba de medición del estado real de display 2 LCD's 4x20.....	127
Tabla 41 Ficha para registro de prueba 1– Práctica 3.	133
Tabla 42 Ficha para registro de prueba 1– Práctica 5.	156
Tabla 43 Ficha para registro de prueba 1– Práctica 6.	164
Tabla 44 Ficha para registro de prueba 1 – Práctica 8.	187
Tabla 45 Ficha para registro de prueba 1 – Práctica 8.	187
Tabla 46 Ficha para registro de prueba 1 – Práctica 9.	194
Tabla 47 Ficha para registro de prueba 1 – Práctica 10.	201

INDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 Falla en el punto 1	31
Ecuación 2 Falla en el punto 2.	31
Ecuación 3 Falla en el punto 3.	32
Ecuación 4 Ecuación para calcular Pick-up	46
Ecuación 5 Ecuación del TAP de fase	46
Ecuación 6 Ecuación del TAP para tierra.	47
Ecuación 7 Condición para reconectador protección de fase.....	49
Ecuación 8 Corriente máxima promedio en el punto de ubicación del reconectador.	49
Ecuación 9 Condición para reconectador protección del neutro.....	50
Ecuación 10 Condición para tiempo mínimo de fusión	55
Ecuación 11 Condición para tiempo máximo de fusión.	55

RESUMEN

Tema: DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN BANCO DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE, PARA ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN.

Autores: Miguel Jairo León B., Carlos Daniel Palau Ll. y Víctor Sánchez S.

Director de Tesis: Ing. Roy F. Santana J.

Palabras Claves: Protecciones de Sobrecorriente, Relé de protección, Fusibles seccionadores, Coordinación de Protecciones, Sistemas de Distribución, Media Tensión, Módulo Simulador.

El presente trabajo trata sobre el diseño y construcción de un módulo simulador de protección de sobrecorriente para sistemas de distribución de media tensión, tiene como objetivo simular, comprobar y obtener de manera práctica, los parámetros correspondientes a la coordinación de protecciones de sobrecorriente.

En este proyecto, el módulo consta de dos elementos principales los cuales son: el relé de protección y los fusibles seccionadores. Además se ha diseñado un manual de prácticas, en el cual hay diferentes escenarios de coordinación de protecciones, teniendo como resultado los tiempos teóricos y prácticos de actuación de los dos elementos ya mencionados. Los tiempos teóricos se los obtendrán con las curvas del fabricante en el caso de las tirafusibles, y con la ecuación de la curva en el caso del relé de protección. Los tiempos prácticos se los obtendrán a través de las pruebas efectuadas en el módulo. Finalmente se espera que los valores prácticos sean lo más cercanos a los teóricos.

ABSTRACT

Theme: DESIGN AND CONSTRUCTION OF A BANK OVERCURRENT PROTECCION FOR MEDIUM VOLTAJE FEEDERS.

Authors: Miguel Jairo León B., Carlos Daniel Palau Ll. y Víctor Sánchez S.

Thesis Director: Ing. Roy F. Santana J.

Keywords: Overcurrent Protections, Protection Relay, Fuses-Cutout, Protections Coordination, Distributions Systems, Medium Voltage, Simulator Module.

This paper discusses the design and construction of a simulator module overcurrent protection for distribution systems medium voltage, aims to simulate, test and obtain practical way, the parameters for the coordination of overcurrent protection.

In this project, the module consists of two main elements which are: the protection relay and fuse disconnectors. It has also designed a manual of practice, in which there are different scenarios protection coordination, resulting theoretical and practical performance of the two elements mentioned times. The theoretical times the curves obtained with the manufacturer in case of tirafusibles, and the equation of the curve in the case of relay protection. Practical times those obtained through testing in the module. Finally it is expected that practical values are as close to the theoretical.

INTRODUCCIÓN

La red de distribución eléctrica comprende la infraestructura encargada de entregar la energía generada en un sistema de potencia, a los clientes; ubicados en ciudades (la cual es el área de mayor concentración), suburbios y regiones remotas.

Un sistema de distribución consta de dos tipos de alimentación: alimentación primaria y alimentación secundaria. Los sistemas primarios son alimentados por voltajes de media tensión, cuyos valores oscilan desde 600 hasta 35000 voltios, mientras que los secundarios o de baja tensión soportan tensiones entre 120 y 240 voltios. Estas redes están expuestas a una serie de eventos, fallas y/o fenómenos que afectan su condición normal de funcionamiento, y son reflejadas en consecuencias perjudiciales como son: daños a equipos y demás elementos de la red, así como interrupciones en el servicio, que causan molestias al cliente en general y a su vez, pérdidas económicas.

Entre las fallas que más destacan por su ocurrencia podemos mencionar dos: los sobrevoltajes transientes y las sobrecorrientes. Esta última en mención, es abordada en el presente proyecto.

CAPITULO 1.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

1.1 Problema.

La Universidad Politécnica Salesiana (UPS) Sede Guayaquil, se encuentra ubicada en Chambers y Calle 5 de Junio, con 20 años de existencia. En los laboratorios de la carrera de ingeniería eléctrica, los estudiantes, no cuentan con un tablero didáctico de protecciones eléctricas, por ello, se ha decidido plantear, el diseño e implementación de un tablero de protecciones eléctricas, en el cual, se puedan realizar coordinación de protecciones. De la misma forma, conocer físicamente los elementos reales de protección de sobrecorriente en un sistema de media tensión.

El uso de este tablero complementará y reforzará, los conocimientos teóricos que adquirirán los próximos estudiantes en las materias relacionadas con protecciones eléctricas en un sistema de potencia. Y también asegurará una sólida formación profesional.

1.2 Justificación.

En la Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil, la carrera de Ingeniería Eléctrica como parte de su pensum académico, se cursa la materia de Protecciones Eléctricas, la misma que se imparte teóricamente en su mayor totalidad de horas de clases, y en pocas ocasiones se realizan simulaciones en el software ETAP; en tales circunstancias de no disponer de un módulo de Protecciones de Sobrecorriente, se deliberó en la necesidad de diseñar e implementar uno, que también sirva como recurso de aprendizaje para los estudiantes.

1.3 Objetivos.

1.3.1 Objetivo general.

Diseñar e implementar un módulo de protecciones de sobrecorriente, para alimentadores de media tensión., que sirva para mejorar el aprendizaje Teórico-Práctico de los sistemas de distribución, utilizando tecnología acorde a las necesidades de los estudiantes en la Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil.

1.3.2 Objetivos específicos.

- Investigar y aplicar las bases teóricas necesarias para la elaboración de un módulo de protecciones de sobrecorriente, en base a problemas planteados de situaciones reales.
- Realizar el montaje, conexión y pruebas de funcionamiento de todos los elementos de distribución, instalados en el módulo didáctico de pruebas.
- Diseñar un manual de prácticas, que plantee a profesores y estudiantes, diferentes escenarios de coordinación de protecciones.

1.4 Método experimental de investigación.

Gutiérrez (1992) enuncia. “La experimentación es el método del laboratorio científico, donde los elementos manipulados y los efectos observados pueden controlarse” (p. 122).

Durante el desarrollo de la tesis, precisamente este método se implementó en la medida que los diferentes elementos constitutivos del módulo, eran expuestos a las diferentes pruebas experimentales; todo en función del grupo experimental y de control.

1.4.1 Grupo experimental y de control.

Gutiérrez (1992) enuncia. “El grupo experimental es aquel que está expuesto a la influencia del factor experimental. El grupo de control es aquel que no está sometido al tratamiento experimental” (p. 122).

En el módulo de pruebas se identificaron elementos para ambos grupos: El grupo experimental: las velas portafusibles, el relé de protección, el variac trifásico, el selector y los pulsadores. En el grupo de control: las barras de cobre, el transformador de inyección, las luces piloto, los disyuntores, las cajas portafusibles, la fuente DC, los CT, los displays lcd's, la resistencia, los contactores, los fusibles de protección, la clavija de alimentación y los medidores de parámetros.

CAPITULO II.

FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

2.1 Sistemas de potencia.

En principio se puede entender que un sistema de potencia es como una industria, industria de energía eléctrica; la cual debe satisfacer la demanda energética de los respectivos clientes o consumidores que la usan para varios propósitos, sean estos del tipo residencial, comercial o industrial.

Un sistema de potencia consta de las siguientes partes:

- Fuentes de energía eléctrica.
- Sistema de entrega de energía.
- Clientes.

Todo este conjunto conectado y operando en un eléctrico balance. (Pansini, 2005).

2.1.1 Clientes.

El concepto de “cliente”, así como el término “pico” y sus formas de medición:

El término cliente es típicamente referido como la carga del cliente o como “carga”. El pico, usualmente medido sobre una hora, una media hora, o 15 minutos (demanda pico) es medido en kilovatios o megavatios. La energía usada por un típico residencial o pequeño cliente comercial es medida en kilovatios-hora y aquella usada por grandes clientes es en megavatios-horas.

Las prácticas de la industria han agrupado clientes por un común uso de patrones.

Típicamente estos grupos de clientes (o clases) son:

- Residencial;
- Comercial;
- Industrial;
- Gubernamental;
- Tracción/vía férrea.

La razón para delinear los tipos de clientes es reconocer los costos que cada tipo de cliente causa en la entrega del servicio eléctrico, ya que cada clase de cliente tiene un diferente patrón de consumo con diferentes impactos sobre el capital y los costos de operación. En un mercado regulado, donde los clientes pagan por el uso de la electricidad basado en el costo de la generación, esas clasificaciones permiten diferentes tasas que están desarrolladas por cada diferente clase cliente. (Casazza y Delea, 2003, p.14)

2.1.2 Fuentes de energía eléctrica.

De los diferentes tipos de fuente:

Hay algunas formas de producir electricidad, siendo la más común y comercial forma el uso de un generador sincrónico manejado por una turbina rotacional. Esta combinación es llamada una turbina-generador (...).

Para cada tipo de sistema, hay muchas variaciones incorporadas en la planta en orden de mejorar la eficiencia del proceso. Los sistemas híbridos también se los usa; un ejemplo es el sistema de ciclo combinado donde el calor de escape de una turbina de gas es usado para ayudar a proporcionar calor para la turbina movida por vapor. Típicamente, más de una de estas comodidades de generación fueron construidas en el mismo sitio para tomar ventaja de las comodidades de infraestructura común, eso es, sistemas de entrega de combustible, fuentes de agua y puntos convenientes para conectar al sistema de entrega. (Casazza et al, 2006, p. 15)

2.1.3 Sistema de entrega.

Un sistema de aéreos, subterráneos y cables submarinos son usados para entregar la energía eléctrica de las fuentes de generación a los clientes.

Este sistema de entrega, el cual eléctricamente opera con 3 fases, con corriente alterna, tiene 4 partes:

- Transmisión.
- Subtransmisión.
- Distribución primaria.
- Distribución secundaria.

Los cables que componen las tres fases son colectivamente llamados una línea, circuito, o en distribución, un alimentador.

Las características por las cuales se diferencian una de otra las cuatro partes del sistema de entrega de energía, es el voltaje en cual estas operan. En alguna región del país, la transmisión opera en los más altos voltajes, subtransmisión en uno más bajo, y así sucede con la distribución primaria seguida de la distribución secundaria. (Casazza et al, 2006, p. 17)

Observemos la tabla 1 que nos muestra voltajes de operación usados en Estados Unidos (nuestro referente más cercano), dentro de los cuales algunos de estos niveles se utilizan en el Ecuador.

Tabla 1 Voltajes de operación en sistemas de potencia.

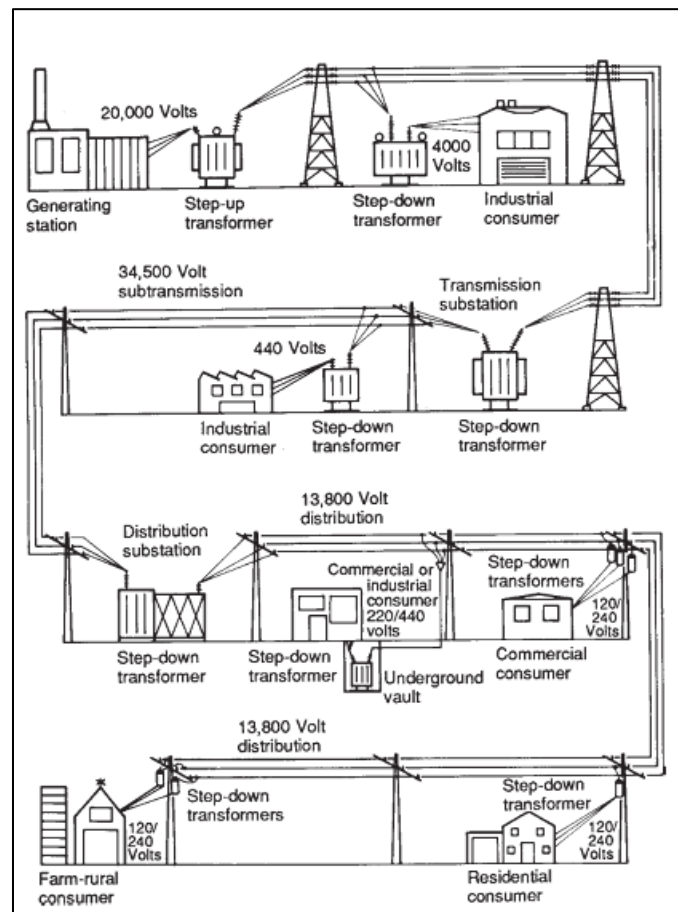
SISTEMA	VOLTAJES DE OPERACIÓN
TRANSMISION*	765 KV, 500 KV, 345 KV, 230 KV, 169 KV, 138 KV, 115 KV
SUBTRANSMISION	138 KV, 115 KV, 69 KV, 33KV, 27 KV
DISTRIBUCION PRIMARIA	33 KV, 27 KV, 13.8 KV, 4 KV
DISTRIBUCION SECUNDARIA	120/240 V. 120/208 V, 240/480 V.

*En adición a los voltajes de la tabla, hay un número de instalaciones en alto voltaje en corriente continua (HVDC, por sus siglas en inglés) que son clasificados como transmisión.

Fuente: (Casazza y Delea, 2003).

En la figura 1 se puede apreciar, un sistema de potencia tipo.

Figura 1 Infraestructura de un sistema de potencia.



Fuente: (Pansini, 2005).

2.1.3.1 Transmisión.

Se realizará un estudio general del funcionamiento del sistema de eléctrico de transmisión, y los diferentes tópicos asociados las diferentes partes que constan en un sistema de potencia.

(Electric Power Research Institute, 1982) explica:

La función principal de un sistema de transmisión es transportar la energía eléctrica en masa desde las plantas de generación en varias ubicaciones hacia los centros de cargas. El uso de grandes unidades de generación o plantas en conjunción con una red de transmisión permite no solo el despacho económico de potencia dentro de regiones durante condiciones normales, sino también transferir potencia entre estas regiones durante emergencia. (p. 11)

2.1.3.2 Sistema de distribución.

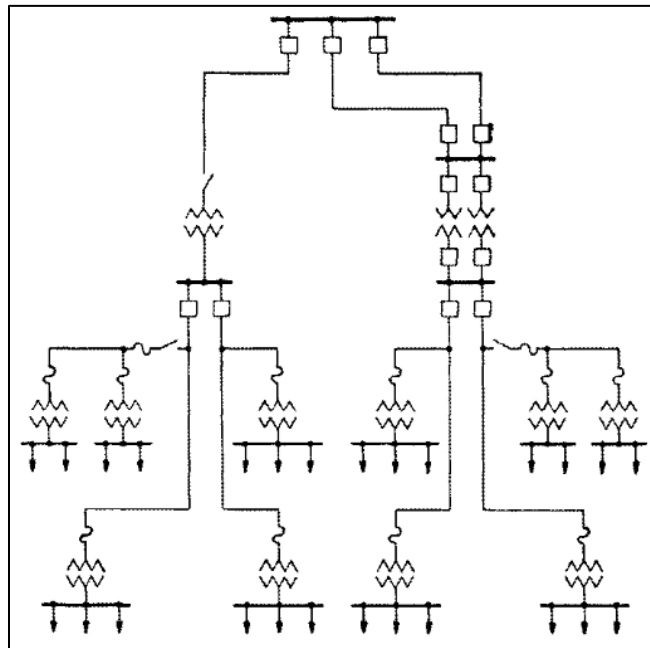
El sistema de distribución o también llamado sistema de media tensión por sus voltajes de operación; es donde se enfocarán los conceptos y definiciones asociados al tema de nuestra tesis.

Un sistema de distribución es la parte de un sistema eléctrico de potencia ubicado entre las fuentes de energía y los interruptores de llegada de los clientes o consumidores (...).

Los sistemas de distribución están divididos generalmente en 6 partes, y profundizaremos en las relacionadas al presente trabajo de tesis:

- Circuitos de subtransmisión.
- Subestaciones de distribución.
- Distribución primaria.
- Transformadores de distribución.
- Distribución secundaria.
- Servicio. (ABB, 1997)

Figura 2 Infraestructura de un sistema de potencia.



Fuente: (ABB, 1997).

2.1.3.2.1 Circuitos de subtransmisión.

Los circuitos de subtransmisión se extienden desde la fuente de poder hasta las subestaciones de distribución localizadas en el área de carga.

Estos circuitos pueden tener arreglos radiales o en anillo, o un número de circuitos interconectados formando una red de subtransmisión.

Los circuitos de subtransmisión pueden ser de cables subterráneos, cables aéreos, o conductores abiertos sostenidos en estructuras, o combinaciones de estos. El voltaje de subtransmisión es usualmente entre 11 y 33 KV. (ABB, 1997)

2.1.3.2.1.1 Sistema radial.

La o las subestaciones de distribución pueden ser alimentadas desde la fuente de generación a un circuito de subtransmisión radial, en anillo o una red de subtransmisión (...).

Se le llama sistema radial debido al hecho de que los alimentadores primarios se derivan de las subestaciones de distribución y se bifurcan en subalimentadores que se extienden por toda el área de servicio (...).

Los transformadores de distribución son conectados a los alimentadores primarios y subalimentadores usualmente a través de fusibles seccionadores, y a su vez energizan los circuitos secundarios radiales también, a los que los servicios de los consumidores son conectados (...).

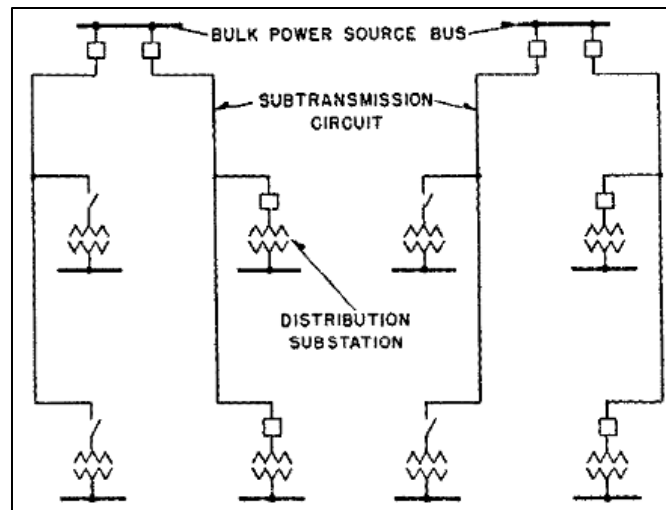
El arreglo de los interruptores de aceite para disparo por sobrecorriente (este elemento, al igual que los fusibles seccionadores, se explicarán en los posteriores numerales), son usados para conectar los alimentadores primarios radiales a la barra de bajo voltaje de su subestación asociada (...).

Cuando un cortocircuito ocurre en un alimentador su interruptor se abre e interrumpe el servicio de todos los consumidores alimentados por dicho alimentador (...).

Las cuchillas seccionadoras de operación manual son a menudo instaladas en la unión entre subalimentadores y alimentadores principales (...).

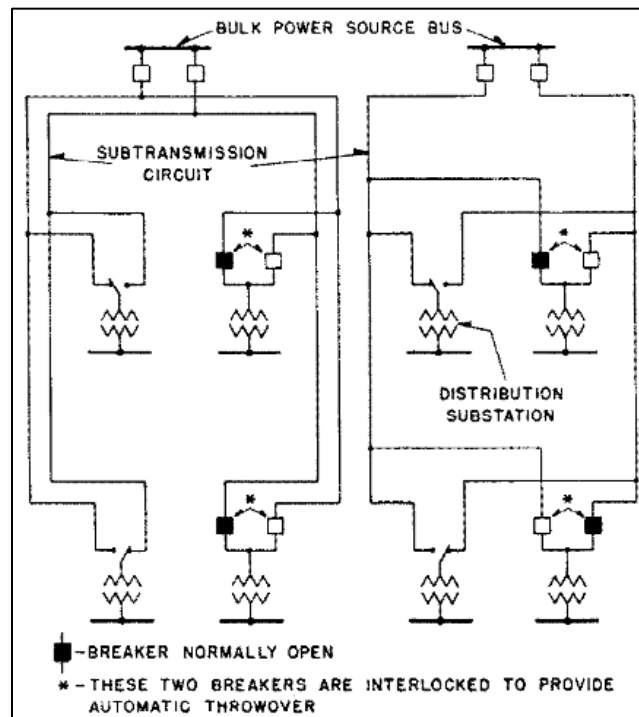
Cuando algún problema ha sido localizado en un subalimentador, la sección de falla puede ser aislada abriendo el seccionador correcto, y el servicio puede ser restablecido al resto del alimentador antes de que la reparación sea hecha. El propósito de los fusibles en los alimentadores primarios de los transformadores de distribución es abrir el circuito en caso de problemas en un transformador o en sus respectivos circuitos secundarios y prevenir un probable colapso de una gran o entera porción del alimentador en el cual incidió la falla. Básicamente las ventajas de un sistema radial de distribución son la simplicidad y el bajo costo. Por otro lado la principal desventaja de este tipo de sistemas es la escasez de la continuidad del servicio. (ABB, 1997).

Figura 3 Sistema radial simple.



Fuente: (ABB, 1997).

Figura 4 Sistema radial mejorado.

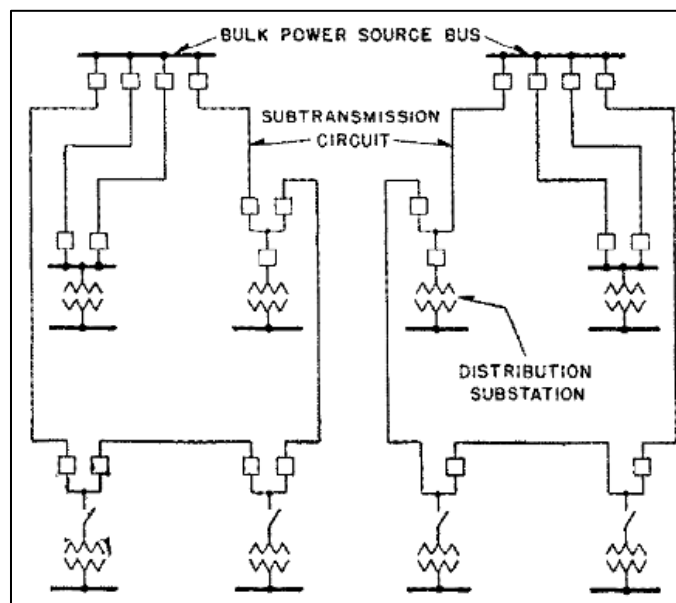


Fuente: (ABB, 1997).

2.1.3.2.1.2 Sistema anillo.

Es el más usado frecuentemente, para alimentar grandes concentraciones de carga, así como una planta industrial y grandes predios comerciales, en donde la continuidad del servicio es de considerable importancia. Los circuitos de subtransmisión de un sistema anillo deben de ser paralelos o circuitos malla o una red de subtransmisión como se muestra en las siguientes ilustraciones (...).

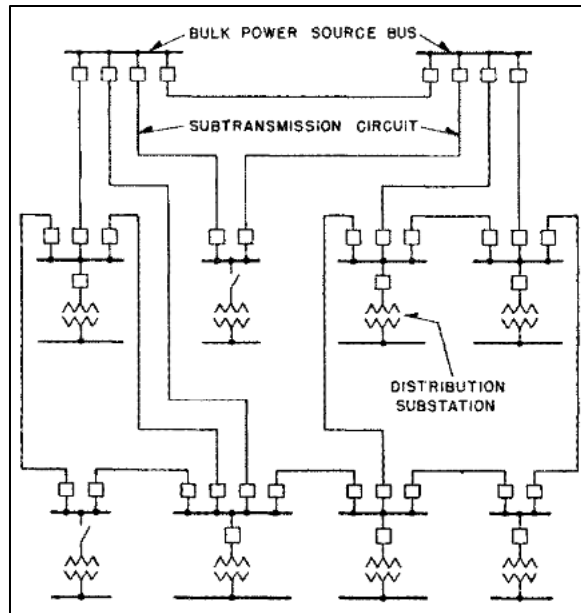
Figura 5 Ejemplar de un circuito paralelo o anillo.



Fuente: (ABB, 1997).

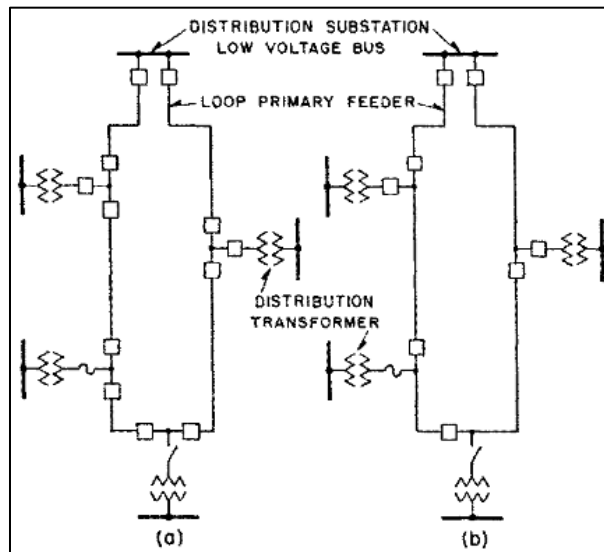
Estos circuitos de subtransmisión deben de alimentar a las respectivas subestaciones de distribución. La razón para esto, es que mucha o más confiabilidad debe de ser incorporada dentro del sistema, desde la barra de bajo voltaje de la subestación de distribución hacia la fuente o las fuentes de generación así como la proporcionada a los alimentadores de anillo, como se muestra en la siguiente figura (...).

Figura 6 Ejemplar de un circuito paralelo o anillo.



Fuente: (ABB, 1997).

Figura 7 Dos formas frecuentes de un alimentador primario tipo anillo.



Fuente: (ABB, 1997).

En donde a) Son dos interruptores por subestación secundaria para aislar una sección del anillo o malla fallada sin interrumpir el servicio para cualquier carga.

Y b) Con un interruptor por subestación secundaria, para usarse donde interrumpir una carga cuando una falla de una sección del anillo o malla ocurra, pueda ser tolerada (ABB, 1997).

2.1.3.2.2 Subestaciones.

De la función de las subestaciones en general según Pansini (2006):

Las subestaciones sirven como fuentes de energía que proporcionan de energía a las áreas locales de distribución en las cuales ellas están localizadas. La principal función (...) es de recibir energía transmitida en alto voltaje de las estaciones de generación, reduce el voltaje a un valor apropiado para el uso local, and proveer las facilidades para el switcheo. Las subestaciones tienen funciones adicionales. Ellas proporcionan puntos donde dispositivos de seguridad pueden ser instalados para desconectar circuitos o equipos en el caso de problemas. El voltaje en los alimentadores de distribución salientes puede ser regulado en una subestación. Una subestación es un lugar conveniente para hacer mediciones para chequear la operación de varias partes del sistema. La infraestructura de alumbrado así como los controles de encendido y apagado de alumbrado público pueden ser instalados en una subestación aunque esto es una función de dimerización.

Algunas subestaciones son simplemente estaciones de conmutación donde diferentes conexiones pueden ser echas entre varias líneas de transmisión. (p. 165)

Figura 8 Subestación de maniobra, Ibarra, Ecuador.



Fuente: <http://www.emelnorte.com,2013>.

En este trabajo se profundiza lo referente a subestaciones de distribución, cuya operación requiere voltajes de media tensión.

2.1.3.2.3 Subestaciones de distribución.

Casazza et al. (2006) explica sobre esta temática, así como los voltajes de operación:

Recibe energía eléctrica desde el sistema de transmisión o subtransmisión y la convierte en un voltaje más bajo para ser usado en un alimentador primario de distribución. En una configuración común una distribución de distribución puede tener algunos transformadores y un número de alimentadores de distribución primarios que salen de este.

El transformador de distribución, usualmente de un polo, es alimentado por el alimentador de distribución primario (primarios) y transforma el voltaje del alimentador primario (2400 hasta 35000 voltios), a un voltaje más bajo más comúnmente usado por consumidores. Las líneas secundarias (secundarios) y las conexiones de servicio, suministran de servicio eléctrico directamente al consumidor final en un más bajo voltaje producido en los terminales de salida de los transformadores de distribución. (p. 85,86)

Figura 9 Subestación de distribución, Las Cumbres, Guayaquil, Ecuador.



Fuente: <https://lh5.googleusercontent.com>, 2014.

2.1.3.2.3 Red de distribución primaria.

Respecto a la red de distribución primaria, Casazza et al., (2003) afirma:

Consiste de una red de alimentadores primarios interconectados alimentados de un número de subestaciones. Provee de un más alto servicio de confiabilidad y calidad que un sistema radial o anillo. Solo unas pocas redes primarias están en operación hoy en día. Ellas son encontradas típicamente en los centros de las grandes ciudades con altas densidades de carga. (p. 87)

2.1.3.2.4 Red de distribución secundaria.

Casazza et al. (2006) expone:

La distribución secundaria reparte la energía a los clientes, desde transformadores de distribución hasta los contadores de energía en los predios de los clientes (...). Hay un número de tipos de sistemas secundarios. Usualmente los monofásicos de 3 hilos son proporcionados a áreas residenciales. Uno de estos 3 hilos es de tierra, los otros 2 están energizados. Conectarse a estos dos hilos energizados entregan 240 voltios; conectarse de cualquiera de unos de los hilos energizados a tierra, entregará 120 V. Cada transformador provee un secundario sistema secundario (...).

En muchos casos, hay sistemas secundarios conectados en paralelo de manera que un respaldo es obtenido de un sistema adyacente si un transformador falla. Cargas comerciales e industriales son más pesadas que las residenciales, y una fuente trifásica de 4 hilos es instalada a menudo ya que motores grandes, usados por este tipos de clientes, usan potencia trifásica.

Para alimentar las zonas de alta densidad de carga en sectores del centro de las ciudades, donde es requerido el más alto grado de confiabilidad, son usadas redes secundarias. Las mismas que son energizadas por 2 o más alimentadores primarios a través de los transformadores de distribución. Estos transformadores son protegidos por

dispositivos que se abren para desconectar de la red si el transformador o el alimentador fallado. En varias ubicaciones en las redes secundarias se pueden instalar dispositivos de limitación de corriente, que sirven para despejar una falla. Los circuitos que alimentan carga que requieren de extra confiabilidad pueden ser configurados en redes secundarias muy pequeñas. (p. 87-89)

Tabla 2 Voltajes de operación en redes secundarias.

Voltaje	Fases	Hilos	Aplicación
120/240 V	1	3	Residencial
208 Y/ 120 V	3	4	Residencial/Comercial
480 Y / 277 V	3	4	Comercial/Industrial

Fuente: Los autores.

2.2 Sistema de protección para redes de distribución.

(Mena y Noroña, 2013) en su trabajo sostienen:

Una de las principales funciones de un sistema eléctrico según es el suministro de energía eléctrica, operando de forma óptima tanto técnica como económicamente, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en las regulaciones que emite el CONELEC.

La confiabilidad de un Sistema de Distribución, significa que, las cargas deben ser alimentadas por voltaje y frecuencia constante en todo momento, manteniendo el concepto de barra infinita. Esto significa, que tanto el voltaje y la frecuencia deben estar dentro de los límites de tolerancia, para que los equipos de los consumidores operen de forma satisfactoria y no sufran daño alguno. (p. 1)

Pero esto no quiere decir que se evitará las fallas eléctricas, el diseño de un sistema eléctrico debe tomar en cuenta que las fallas se producen de manera incierta e inesperada, por lo que es indispensable tener recursos adecuados para su tratamiento. Por tal razón los sistemas de

distribución deben tener un sistema de protección cuya finalidad es minimizar los efectos que producirán las fallas que puedan presentarse en el mismo. (Cooper Power Systems, 2005)

2.2.1 Características de un sistema de protección.

Para que un sistema de protección pueda realizar sus funciones en forma satisfactoria debe cumplir con las siguientes características:

- **Sensibilidad:**

Detectar pequeñas variaciones en el entorno del punto de equilibrio, de ajuste, o de referencia, con mínima zona muerta o de indefinición.

- **Selectividad:**

Detectar un determinado tipo de anomalía en un determinado componente o equipo del sistema de potencia y no operar ante otro tipo de anomalía o ante otro tipo de anomalías en otros equipos.

- **Rapidez:**

Limitar la duración de las anomalías, minimizando los retardos no deseados.

- **Confiabilidad:**

Probabilidad de cumplir la función encargada sin fallar, durante un período de tiempo.

(Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República de Uruguay [FING], 2007, p. 2)

2.3 Fallas en sistemas de distribución.

En los sistemas de distribución se suscitan una variedad de situaciones que interfieren en su normal funcionamiento que se denominan fallas, entre las más comunes de estas anomalías

tenemos: los sobrevoltajes transientes, las sobrecargas del sistema y las fallas de líneas con su resultante sobrecorriente.

La mayor probabilidad de ocurrencia de estas anomalías ocurre en mayor proporción, debido al factor atmosférico, y en menor grado, debido al factor humano.

Entre algunos escenarios reales referentes a fallas de sobrecorriente originadas por el factor atmosférico, tenemos: algún viento fuerte que una los conductores de fases conllevando a cortocircuito. Otro caso podría ser, la intervención de animales merodeando cerca de las líneas de distribución en lugares con vegetación aledaña, como en el caso de ardillas, iguanas, aves, etc., estos podrían poner en contacto su cuerpo con alguna fase, ocasionando comúnmente fallas de línea a tierra. Aunque en nuestro país no se suscita por su ubicación geográfica, vale la pena citarlo y es la acumulación de hielo en la época invernal, en líneas de distribución ocasionando cortocircuitos. El impacto de rayos, puede causar la apertura de líneas causando fallas, así como generando sobrevoltajes demasiados dañinos para los equipos aguas abajo del origen del impacto.

Referente a sobrecarga, las causas pueden ser imprevistos aumentos de la carga del sistema, mal funcionamiento, y/o falla del equipo a proteger podría generar sobrecarga. Al mismo tiempo la falla del equipo puede suscitarse por un mal diseño, mala aplicación del equipo, fallas de fábrica, deterioro del aislamiento, por impacto de rayos, y diversas fallas en el sistema en general. (Cooper Power Systems, 2005)

2.4 Protecciones de sistemas de distribución.

En general, sobre las protecciones de un sistema de distribución, estas son el conjunto de todas las medidas tomadas para minimizar el efecto de las condiciones anormales explicadas anteriormente. Se debe dejar en claro que todas estas situaciones anormales no pueden prevenir de que ocurran, pero si ser controladas por los equipos de protección adecuados de daños a grandes extensiones, q la tecnología y economía lo permita; así como limitar las interrupciones del servicio a las más pequeñas porciones de incidencia en el sistema y número de clientes. (Cooper Power Systems, 2005)

2.5 Equipos y/o dispositivos de protección.

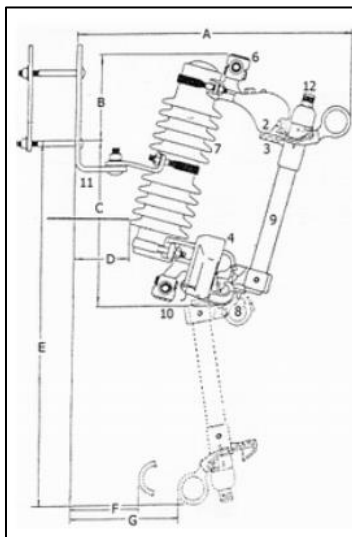
A continuación citaremos y explicaremos los equipos y/o dispositivos de protección utilizados en un sistema de distribución.

2.5.1 Fusibles.

Los fusibles son los dispositivos de sobrecorriente más baratos y simples que se utilizan en la protección de redes de distribución. Al mismo tiempo son uno de los más confiables, dado que pueden brindar protección un tiempo muy prolongado (por arriba de 20 años) sin estar sujeto a tareas de mantenimiento.

Estos elementos poseen el más sencillo de los funcionamientos. Cuando un valor alto de corriente pasa a través del fusor o lamina fusora, entonces se genera una alta temperatura que logra fundir a dicha lamina, quedando de esta manera desconectada la fase averiada. Existe gran variedad de fusibles y muchos de los cuales no tienen exactamente el mismo principio de funcionamiento, pero la variedad de fusibles está en dependencia del nivel de voltaje, la aplicación y la importancia del equipo a proteger. (Mena et al, 2013, p. 14)

Figura 10 Fusible tipo expulsión.



Fuente: (Castaño, 2003)

2.5.1.1 Clasificación de los fusibles.

Llamado también como listones fusibles (tirafusibles), estos poseen numerosas normativas, entre las cuales se puede citar los fusibles tipo H, K, T, SR, VS, entre otros, Estas letras representan las características de las curvas como se indica a continuación.

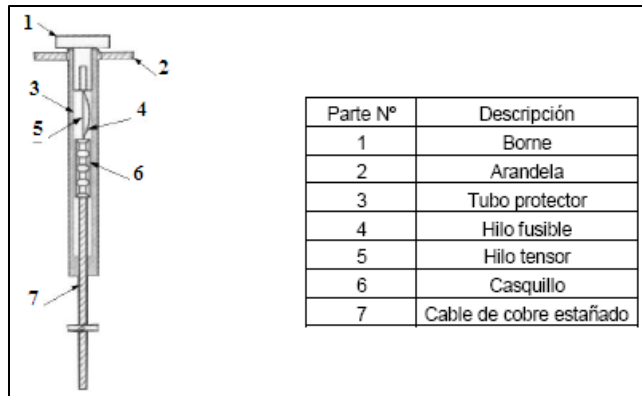
A continuación Casazza et al. (2006) cita:

- **Fusible tipo H:** presenta una relación de tiempo corriente más rápida que el tipo K en el corte y en perturbaciones bruscas, sus valores nominales van desde 1 a 8 Amp. Para voltajes de 7.6 a 34.5 KV. En la Figura 11, se puede observar las partes fundamentales de construcción de estos fusibles.

- **Fusible tipo K:** Son fabricados cumpliendo con las normas ANSI, NEMA e IEEE, para los valores máximos y mínimos: 300, 10 y 0,1 segundos atendiendo en estas especificaciones técnicas y valores normalizados para lograr una intercambiabilidad adecuada. Estos fusibles se clasifican dentro de los rápidos, sus valores nominales de corriente de 1 a 200 Amp. Para voltajes de 7.6 a 34,5 KV. (...)

- **Fusible tipo T:** Son fabricados cumpliendo con las normas ANSI, NEMA e IEEE, para los valores máximos y mínimos: 300, 10 y 0,1 segundos atendiendo en estas especificaciones técnicas y valores normalizados para lograr al igual que los tipo K una intercambiabilidad adecuada. Estos fusibles se clasifican dentro de los lentos o retardados de 1 a 200 Amp. Para voltajes de 7.6 a 34,5 KV. (...)

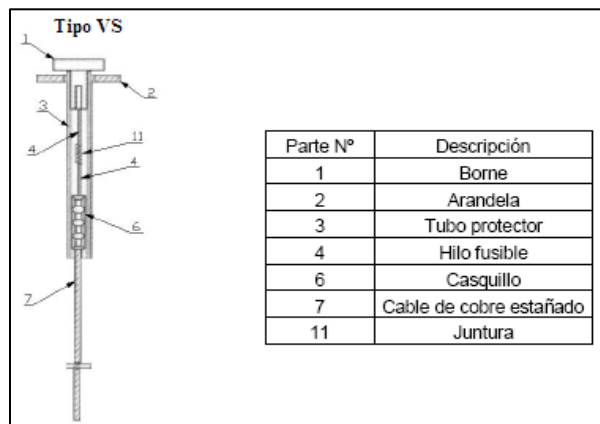
Figura 11 Estructura de los fusible tipo H, K, T



Fuente: Catalogo de fusibles LUHFSEER.

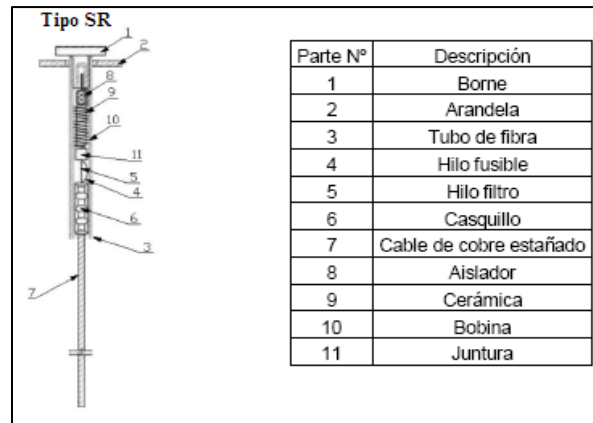
Fusible tipo SR y VS (DUAL): Son fusibles extra lentos, los fusibles de doble elemento manejan protecciones contra cortos y sobrecargas, obteniendo curvas características que representan una excelente protección. Los fusibles tipo SR y VS, manejan relaciones de velocidad de 20 y 30 para un régimen de 6 a 100 Amp. (p. 17,18)

Figura 12 Estructura de los fusible tipo VS.



Fuente: Catalogo de fusibles LUHFSEER.

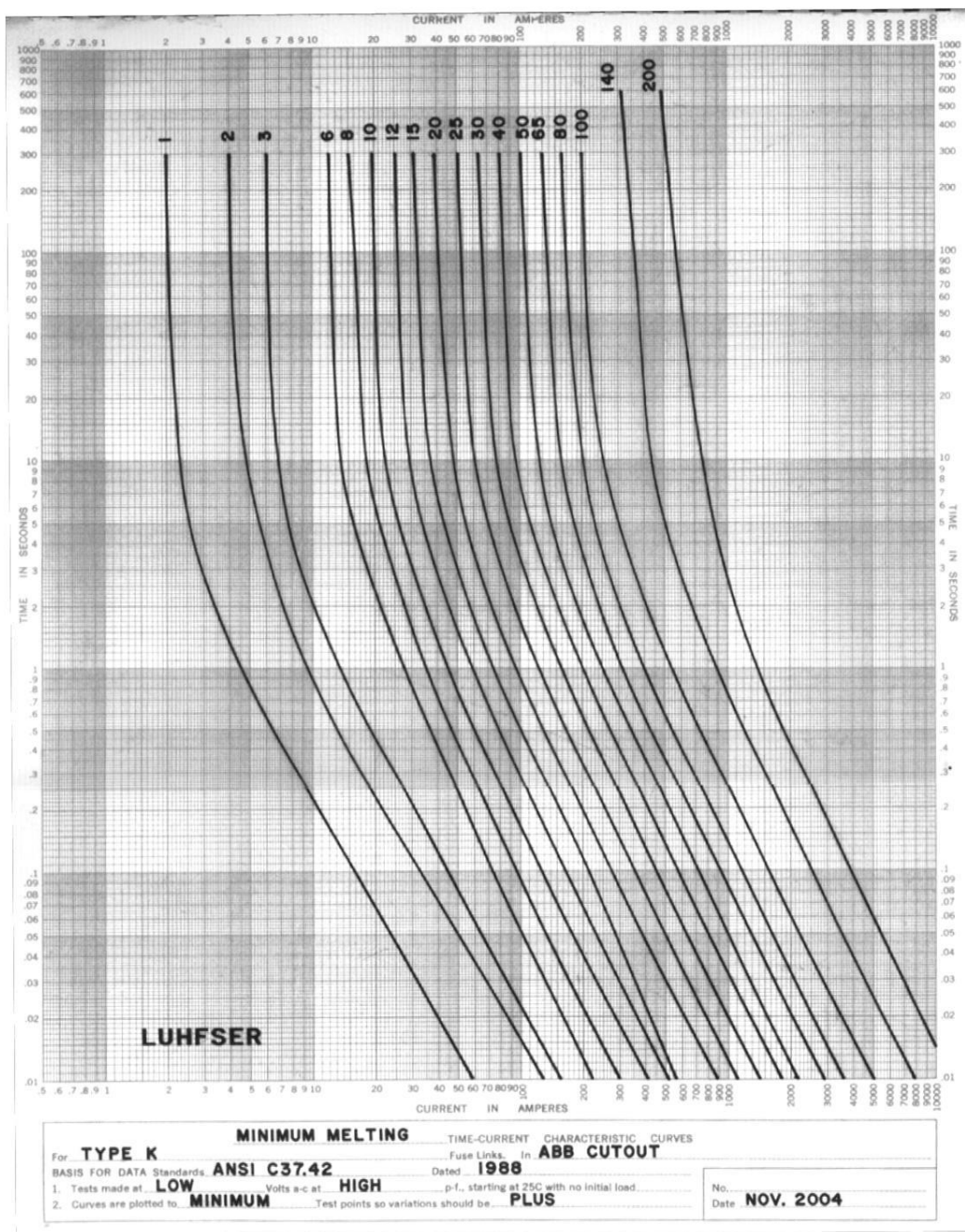
Figura 13 Estructura de los fusible tipo SR y VS.



Fuente: Catalogo de fusibles LUHFSER

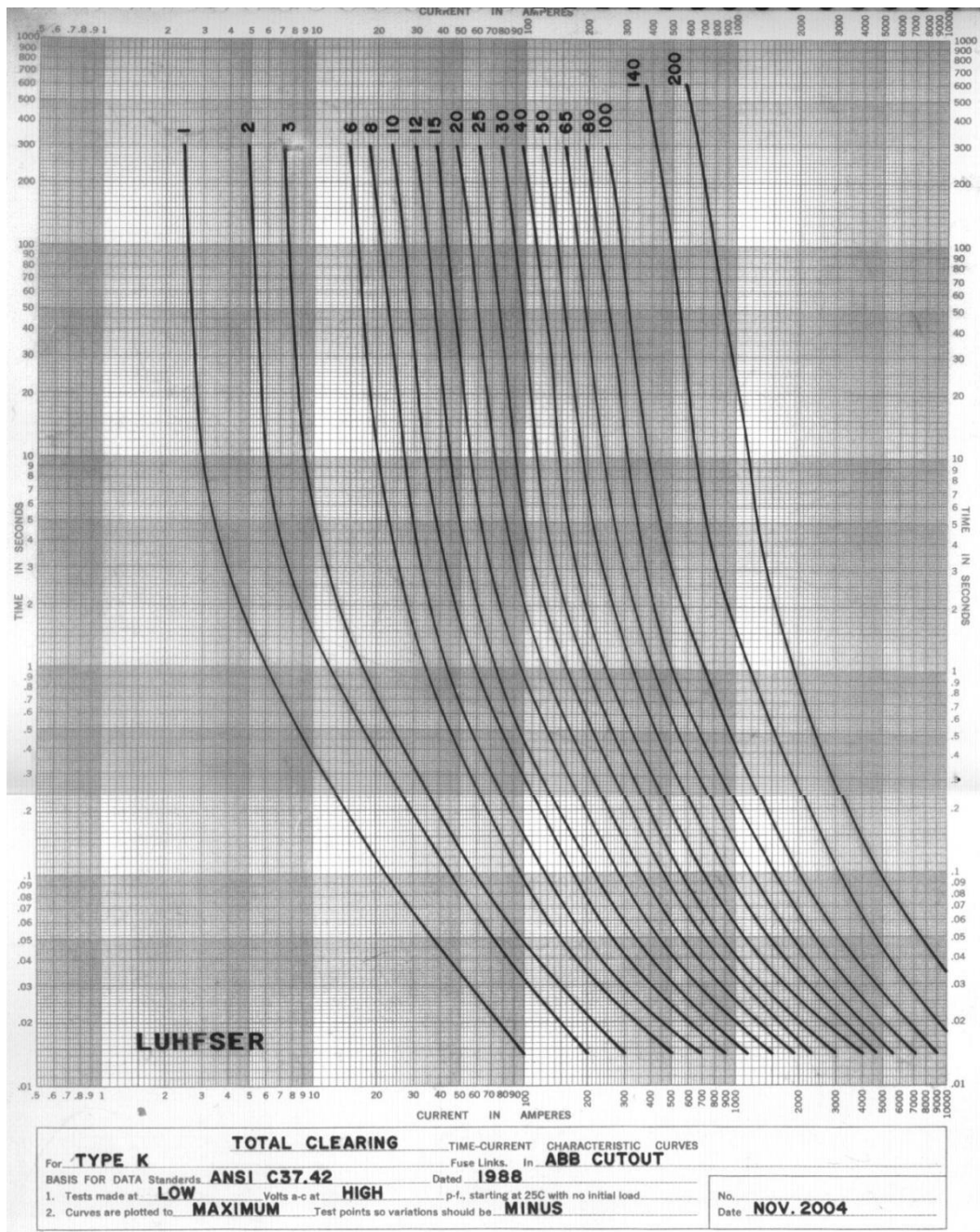
Para una tirafusible existen dos curvas, la curva mínima de fusión, que opera con la corriente mínima y el máximo tiempo de despeje en el cual el fusible comienza a fundirse.

Figura 14 Curva de mínima fusión de tirafusible tipo K



Fuente: Catálogo de fusibles LUHFSER

Figura 15 Curva de despeje de tirafusible tipo K



Fuente: Catálogo de fusibles LUHFSEK

2.5.2 Disyuntor o interruptor de potencia.

El interruptor de potencia según Mena et al. (2013):

Es un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla. Adicionalmente se debe de considerar que los interruptores deben tener también la capacidad de efectuar recierres, cuando sea una función requerida por el sistema.

De acuerdo con la secuencia de operación de un interruptor, la operación de cierre y apertura se realiza por medios mecánicos, que los mantiene unidos bajo presión, haciendo posible el flujo de corriente eléctrica de un punto hacia otro. La interrupción de un circuito eléctrico comprende dos pasos. El primero consiste en intercalar un entrehierro con un conductor gaseoso a la trayectoria metálica original. El segundo consiste en eliminar la habilidad de conducción de la corriente en esta sección gaseosa. El principio fundamental de este proceso, es la rápida conversión de una sección conductora predeterminada del circuito en una sección que no permita el flujo de corriente.

El elemento más significativo que distingue las diversas técnicas de interrupción es por lo tanto, el medio de extinción del arco, es aquel elemento del interruptor donde se desarrolla la dinámica del arco eléctrico, que se presenta al separarse mecánicamente los contactos.

Básicamente existen cuatro formas de extinción del arco eléctrico:

- Alargamiento y enfriamiento del arco, aumentando gradualmente su resistencia, sin utilizar energía externa, lo que reduce el valor de la corriente hasta que el arco se extingue.
- Aprovechamiento de la energía desprendida por el arco eléctrico para apagarlo.
- Utilización de energía exterior para soplar y apagar el arco.

Utilización del vacío, en donde los contactos se dosifican con un vapor metálico que forma un arco controlable. (p. 4,5)

Figura 16 Interruptor ABB tanque muerto.



Fuente: <http://www.abb.cl>.

2.5.3 Relés de protección.

Castaño (2003) afirma:

Un relé de protección es un dispositivo que sensa cualquier cambio en la señal que está recibiendo, usualmente desde una fuente de corriente o de voltaje. Si la magnitud de la señal de entrada está por fuera de un rango preajustado, el relevador operará, para cerrar o abrir contactos eléctricos para iniciar alguna operación. Es decir, detectan defectos en líneas y equipos, o condiciones peligrosas o inestables. Pueden iniciar o permitir la operación de un interruptor o simplemente dar una alarma. (p. 81)

Los sistemas que incorporan relés de protección pueden desconectar altas corrientes en circuitos de alto voltaje los cuales están más allá del alcance de los sistemas de fusibles.

2.5.3.1 Tipos de relés de protección según su construcción.

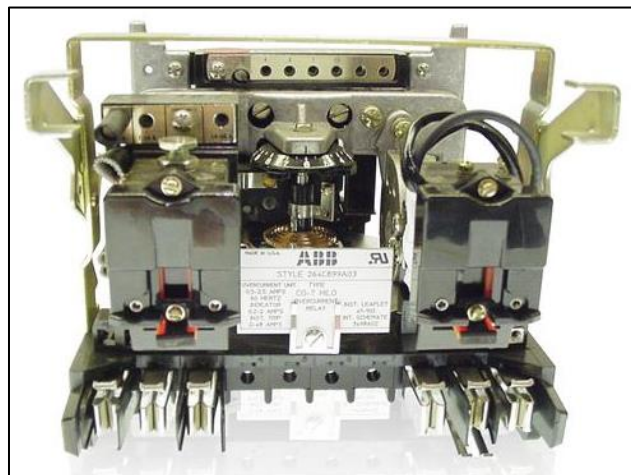
Existen 2 tipos de relés según su construcción, los relés electromecánicos y los digitales, estos últimos por ser de última generación son los usados en la mayoría de los casos por no decir en todos, quedando así los electromecánicos totalmente obsoletos.

2.5.3.1.1 Relés electromecánicos tipo disco de inducción.

Mena et al. (2013) explica este relé según su construcción:

El disco de este relé está montado sobre un eje que es retenido por un resorte espiral cuya tensión puede regularse, permitiendo el ajuste de corriente mínima de operación. El contacto móvil está sujeto al disco de modo que gira con éste y cierra su circuito a través del espiral. El contacto fijo está montado sobre la armazón metálica del relé; el torque de operación es producido por la unidad electromagnética y en frente de ésta se encuentra ubicado un imán permanente que actúa como freno para el disco, una vez que éste se encuentra en movimiento, sustituyendo en cierta forma al resorte espiral, que en esas condiciones prácticamente no tiene ningún efecto. (p. 5,6)

Figura 17 Relé de sobrecorriente ABB.



Fuente: <http://new.abb.com/>.

2.5.3.1.2 Relés digitales.

A continuación Mena et al. (2013) explica sobre este tipo de relés:

El relé multifunción digital, emplea una conversión analógico-digital directamente sobre los valores de entrada obtenidos desde los transformadores de corriente y de potencial conectados al equipo y procesa las señales digitales resultantes usando exclusivamente microprocesadores. Está diseñado para la gestión y protección primaria de alimentadores de distribución, así como también para la gestión y protección de respaldo para barras, transformadores, y líneas de transmisión.

El relé multifunción incorpora todos los elementos de protección, control y monitoreo, así como interfaces de usuario local y remoto en un solo conjunto (multifunción). Además, posee la función de reconexión automática, que puede ser iniciada externamente (reconexión manual) o desde la protección de sobrecorriente (con 4 intentos). Los ajustes de las protecciones se pueden configurar con pasos muy pequeños (por ejemplo pasos de 0,01), debido al procesamiento en formato digital de la información, característica que no se puede obtener de los relés electromecánicos. (p. 7)

Figura 18 Relé de sobrecorriente digital.



Fuente: Manual SEL 551.

2.5.3.2 Tipos de relés de protección según el tipo de protección.

Hay muchas variedades de relés para sensar y responder a una multitud de condiciones del sistema, según (Castaño, 2003) :

- Relés de sobrecorriente.
- Relés de sobrecorriente CA (operan de acuerdo a la relación de fase entre cantidades de CA).
- Relés de distancia (operan de acuerdo a la distancia entre el transformador de corriente del relé y la falla. La distancia es medida en términos de Z, X o R).
- Relés diferenciales (operan de acuerdo a la diferencia escalar o vectorial entre dos cantidades de corriente o de voltaje).
- Relés de potencia inversa.
- Relés de tiempo inverso.
- Relés de tiempo definitivo.
- Relés de bajo voltaje.
- Relés de tierra.
- Relés de fase (segregada).
- Relés de comparación de fase.
- Relés de comparación direccional.
- Relés direcciones de CC (operan de acuerdo a la dirección de la corriente y son modelos bobina móvil). (p. 82,83)

En los sistemas de distribución las funciones de relés que más se aplican son las de sobrecorriente y de reconectador, sobre las cuales se centrará nuestro tema de tesis, quedando a elección del lector, ampliar más sobre las otras funciones restantes.

2.5.3.2.1 Protecciones de sobrecorriente.

Uno de los fenómenos más comunes que se presentan durante las anomalías en un sistema eléctrico de potencia, son los cortocircuitos, lo que conlleva al aumento de la corriente por sobre

los valores normales de operación. Para esta situación existen, lo que se llama las protecciones de sobrecorriente y se utilizan para disminuir la afección de las fallas, tanto en los equipos y/o circuitos adyacentes a la ocurrencia de la falla, como los distantes; proteger al personal de las empresas de servicio de energía eléctrica y vidas en general estas situaciones se suscitan en sistemas de distribución o media tensión que es nuestro tema de tesis, así como en líneas de alta tensión, ya sea como protección principal o de respaldo. (Cooper Power Systems, 2005)

2.5.3.2.2 Características de operación de las protecciones de sobrecorriente.

Según las características de operación del relé, estos pueden clasificarse en tres grupos: De corriente definida, de tiempo definido, y de tiempo inverso. Las curvas características tiempo-corriente de estos tres tipos, se muestran a continuación:

Figura 19 Curvas características de operación Tiempo-Corriente de las protecciones de sobrecorriente.



Fuente: (Castaño, 2003).

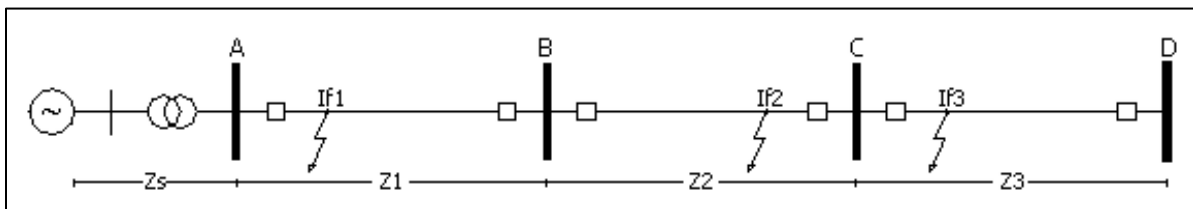
2.5.3.2.2.1 Protecciones de sobrecorriente de corriente definida.

Este tipo de protección opera instantáneamente cuando la corriente alcanza un valor predeterminado. El ajuste es seleccionado de manera que, en la subestación más alejada de la fuente de generación, el relé operará para un valor bajo de corriente y las corrientes de operación

del relé aumentan progresivamente en cada subestación rumbo a la fuente. Así, el relé con ajuste más bajo opera primero y desconecta la carga en el punto más cercano.

Este tipo de protección tiene el inconveniente de tener poca selectividad a altos valores de corriente de cortocircuito. Otra desventaja es la dificultad para distinguir entre la corriente de falla en uno u otro punto cuando la impedancia entre esos puntos es pequeña en comparación hacia el lado de la fuente, conduciendo hacia la posibilidad de que se presente pobre discriminación. (Castaño, 2003)

Figura 20 Efecto de las impedancias sobre el nivel de cortocircuito.



Fuente: (Castaño, 2003).

Castaño (2003) afirma:

Debido a que la magnitud de la corriente de falla varía con la posición de esta por la variación de la impedancia involucrada, se puede realizar una coordinación en base a la corriente.

En el punto 1 la falla es:

Ecuación 1 Falla en el punto 1

$$If1 = \frac{Eg}{Zs}$$

Fuente: (Castaño, 2003).

En el punto 2 la falla es:

Ecuación 2 Falla en el punto 2.

$$If2 = \frac{Eg}{Zs+Z1+Z2}$$

Fuente: (Castaño, 2003).

En el punto 3 la falla es:

Ecuación 3 Falla en el punto 3.

$$I_{f3} = \frac{E_g}{Z_s + Z_1 + Z_2} \cdot$$

Fuente: (Castaño, 2003).

(...).

Para este tipo de protecciones de sobrecorriente, se presentan las siguientes limitaciones:

- Como los niveles de falla para puntos ubicados a los lados de un interruptor son iguales (puntos 2 y 3), la coordinación de los relevadores adyacentes se hace imposible.
- Debido a las variaciones de generación se producen variaciones en los niveles de falla, típicamente la relación Max/Min, 2/1, en el ajuste de los relés da un razonable escalonamiento para valores máximos pero para condiciones mínimas de generación, la coordinación se hace demasiado difícil.
- Si los niveles de falla en un sistema son similares, la coordinación se hace imposible.

Si los ajustes de la protección están basados en las condiciones nivel de falla máxima, luego pueden no ser apropiados para la situación que se presenta cuando el nivel de falla es más bajo. Sin embargo, si un valor más bajo de nivel de falla es usado cuando se calculan los ajustes del relevador, esto puede resultar en operación innecesaria del interruptor si los niveles de falla aumentan. Como consecuencia, los relevadores de corriente definida no son usados como la única protección de sobrecorriente, pero su uso como una unidad instantánea es común donde otros tipos de protección están en uso. (p. 164).

2.5.3.2.2.2 Protecciones de sobrecorriente de tiempo definido.

Según manifiesta (Castaño, 2003) en su libro:

Este tipo de relés permite ajustes variables para hacer frente a diferentes niveles de corriente utilizando diferentes tiempos de operación. Los ajustes pueden hacerse de tal manera que el interruptor más cercano a la falla sea disparado en el tiempo más corto y luego los interruptores restantes son disparados sucesivamente, usando tiempos diferidos, moviéndose atrás hacia la fuente. La diferencia entre los tiempos de disparo para la misma corriente es llamada tiempo de discriminación. La coordinación entre estos relés se puede realizar con retardos de tiempo fijos de tal forma que el tiempo del más lejano sea el menor. El tiempo de operación es así independiente de los niveles de falla, la coordinación se denomina escalonamiento de tiempo. (p. 165)

2.5.3.2.2.3 Protecciones de sobrecorriente de tiempo inverso.

La propiedad fundamental de los relés de tiempo inverso es que operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla como se ilustra en la figura 19. Su ventaja sobre los relevadores de tiempo definido es que para corrientes muy altas, se pueden obtener tiempos de disparo mucho más cortos sin riesgo para la selectividad de la protección. Los relevadores de tiempo inverso están clasificados de acuerdo con su curva característica que indica la velocidad de operación (moderadamente inverso, inversa, muy inverso y extremadamente inverso). (Castaño, 2003, p. 165)

2.5.3.2.3 Reconectador.

(Cooper Power Systems, 2005) sostiene:

Es un dispositivo de protección con la capacidad de sensar sobrecorrientes, cronometrarlas, interrumpirlas y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Si la falla es permanente, el reconectador se “bloquea en abierto” después de haber experimentado un número de operaciones (usualmente tres o cuatro) y en consecuencia aísla la sección fallada del resto del sistema.

La mayoría de las fallas en los sistemas de distribución (quizás tan alto como del 70 al 80 %) se presentan probablemente en la naturaleza, y solo duran de unos ciclos a unos segundos en la mayoría de los casos.

Con su capacidad de “abrir y cerrar”, eliminan prolongados cortes de energía en sistemas de distribución debido a fallas temporales o condiciones de sobrecorrientes transcientes.

Aunque la protección de sobrecorriente es la función primaria del reconectador, estos dispositivos, pueden ser electrónicamente programados para operar en una variedad de condiciones. Algunos controles de estos dispositivos incluyen entradas de voltaje. Los controles pueden ser equipados con dispositivos de comunicación, permitiéndoles ser enlazados con sistemas supervisores y/o otros reconectores. (p. 62)

Figura 21 Reconectador usado en líneas de distribución.



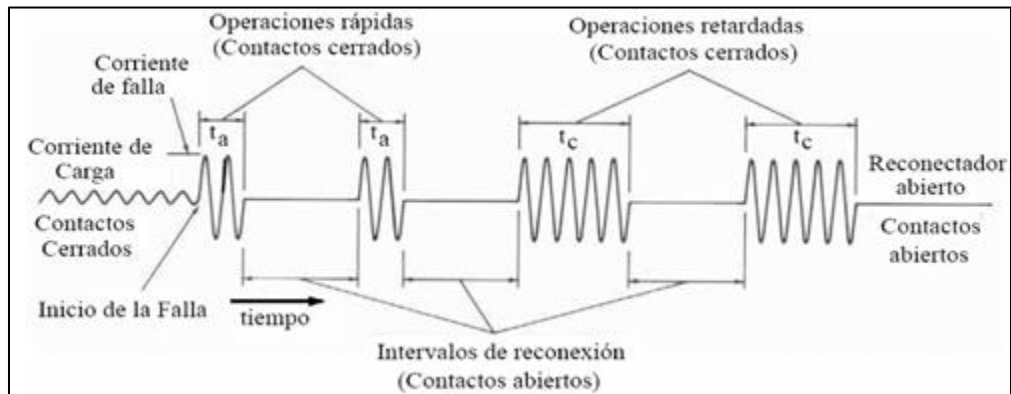
Fuente: <http://www.myeel.com.ar>

Figura 22 Reconector con su respectivo tablero de control, comunicado con un computador.



Fuente: <http://www.directindustry.es>

Figura 23 Secuencia de operación de un reconector



Fuente: <http://grupoteimexico.com.mx>.

2.5.3.2.3.1 Ubicación y funciones de los reconectores.

Sobre estos equipos de protección (Cooper Power Systems, 2005) explica:

Los reconectores pueden ser usados en cualquier lugar de un sistema donde los valores nominales del reconnector sean adecuados para los requerimientos del sistema.

Las ubicaciones lógicas son:

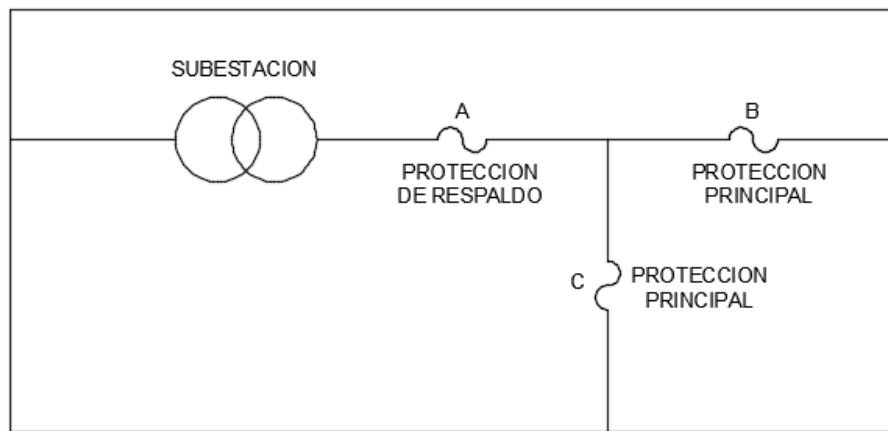
- En subestaciones, como el dispositivo de protección de los alimentadores primarios.
- En las líneas a una distancia de la subestación, para seccionar alimentadores largos y así prevenir cortes de energía en el alimentador entero cuando una falla permanente ocurre cerca del final del alimentador.
- En las derivaciones de los alimentadores principales, para proteger el alimentador principal de interrupciones y cortes de energía debido a fallas en las derivaciones. (p. 66)

2.6 Protección principal y protección de respaldo.

Con el fin de proporcionar protección en lugar de injustificada interrupción del servicio tal como fue descrito, así como otras situaciones de protecciones de sobrecorriente, debe de haber un emparejamiento o series de dispositivos de protección que hayan sido seleccionados para funcionar en forma coordinada. Por definición convencional, cuando dos o más dispositivos de protección son aplicados al sistema, el dispositivo más cercano a la falla en el lado de la fuente es la protección principal, y el siguiente más cercano (que es, el dispositivo más cercano aguas arriba de la protección principal) es la protección de respaldo.

Cuando está apropiadamente coordinado, el dispositivo de protección principal funcionará antes que la protección de respaldo tenga una oportunidad de hacerlo así, que de este modo el limitar la potencia de interrupción al área servida por el precedente. Debería ser notado que la protección principal puede también funcionar como una de respaldo si hay dispositivos adicionales aguas debajo de ella. (Cooper Power Systems, 2005, p. 8)

Figura 24 Fusibles funcionando como protección principal y de respaldo.



Fuente: Los Autores.

El funcionamiento de un relé de sobrecorriente es simple ya que su operación depende de dos variables básicas:

- El nivel de corriente mínima de operación (o corriente de pickup), que es aquel valor que produce el cambio de estado del relé.
- La característica de tiempo de operación, es decir la forma en que el relé responde en cuanto al tiempo.

2.7 Coordinación de protecciones.

Mena et al. (2013) a continuación, sobre la coordinación de protecciones:

El objetivo de la coordinación de protecciones es poder determinar las características, rangos y valores de ajustes de los equipos de protección que se encuentran instalados en los sistemas eléctricos, con la finalidad de minimizar daños a los equipos e interrumpir las corrientes de cortocircuito que se generan por fallas tan rápido como sea posible.

Un sistema de protecciones eléctricas, debe ser selectivo, sensitivo y con el menor tiempo de respuesta. Para cumplir con estos últimos requerimientos mencionados, los dispositivos de protección deben de ser dimensionados y coordinados con otros, de tal manera que opere primero solo el dispositivo de protección que se encuentre más cercano la falla. Si por alguna razón este dispositivo llegara a fallar, entonces debe de operar el siguiente conocido como protección de respaldo, y así sucesivamente con todos los dispositivos de protección que se encuentran en el sistema.

El proceso de coordinación de protecciones se inicia con la elaboración de un diagrama unifilar del sistema en estudio, donde se pueda observar al menos la siguiente información:

- Dispositivos de protección.
- Niveles máximos y mínimos de corriente de cortocircuito.
- Capacidades nominales de los equipos conectados.
- Carga real.
- Relación de los transformadores de corriente y potencial.
- Curvas características de los equipos de protección.
- Datos de las cargas conectadas al sistema. (p. 19,20)

2.8 Criterios para la selección, ajuste y coordinación de dispositivos de protección.

Aquí intervienen algunos factores que Mena et al. (2013) expone detalladamente:

Para proceder con la determinación de las protecciones necesarias en una instalación cualquiera, es preciso disponer de la información completa del sistema en mención, y conocer debidamente la incidencia de la misma sobre el resto del sistema eléctrico al cual se encuentra conectada, teniendo en cuenta los siguientes factores:

- **Voltaje nominal:** De interruptores y fusibles debe de ser igual o mayor a la del sistema en donde se va a utilizar. El voltaje nominal de estos equipos determina la habilidad que tienen para eliminar el arco que se forma al momento de un interrupción, en cambio con un voltaje nominal inferior a la del sistema, son incapaces de interrumpir las corrientes de cortocircuito y el equipo fallaría violentamente.
- **Corriente nominal:** De un dispositivo de protección viene determinada por la corriente nominal de los equipos que va a proteger, este dispositivo no debe de tener la corriente nominal inferior a la corriente máxima del circuito que está protegiendo, de tal modo que la corriente nominal del dispositivo debe de ser mayor o igual que la del circuito protegido, incluyendo un margen tolerable para futuras ampliaciones.
- **Capacidad de interrupción:** De un dispositivo de protección debe ser mayor de la corriente máxima de cortocircuito que se pueda dar en el circuito protegido. Si la capacidad fuese menor el dispositivo sería incapaz de interrumpir la falla pudiendo ocasionar daños irreversibles e incluso explotar, con riesgo de ocurrencia de accidentes.
- **Limitación de corriente:** Si un dispositivo interrumpe en la corriente en menos de medio ciclo, se concluye que es un limitador de corriente. Las ventajas de estos dispositivos son múltiples al no permitir que la corriente alcance un valor máximo, reduce las enormes fuerzas electromagnéticas que se presentarían, con lo cual permitirá diseñar sistemas más económicos ya que los esfuerzos que tienen que soportar las estructuras, conductores y aisladores se reduce considerablemente. En general cuando las corrientes de cortocircuito son muy altas, es necesaria la utilización de limitadores de corriente. Estos limitadores se instalan en los circuitos más alejados de la fuente de alimentación, o visto de otra manera, más cerca de la carga.
- **Velocidad de operación:** La velocidad de operación que se requiere de los equipos de protección dependen de varios factores:

- ✓ Capacidad térmica de los equipos protegidos. Un equipo de protección contra sobrecarga debe de operar antes de que el equipo a proteger sufra daños.
- ✓ Teóricamente un equipo de protección debe de despejar un cortocircuito en el menor tiempo posible, para disminuir al mínimo los daños. Sin embargo hay condiciones transitorias que se asemejan a un cortocircuito y que no ameritan una desconexión; como lo es por ejemplo la corriente de magnetización de un transformador que al momento de conectar llega hasta 12 veces la corriente nominal. Dicha corriente decrece rápidamente y al cabo de 6 ciclos es pequeña.
- ✓ Un equipo de protección de respaldo no puede operar tan rápido que no le dé oportunidad de actuar al equipo de protección principal que esté más cercano a la incidencia de la falla.
- ✓ Entre más alta sea la corriente de cortocircuito menor debe de ser el tiempo de operación, por lo tanto todos los equipos de protección cumplen con esta función debido a su característica de tiempo inverso. En resumen, la velocidad de operación de un equipo de protección, depende del tipo de circuito protegido, pero en general debe ser lo más alta posible.

- Modo de instalación: Al seleccionar la protección de un elemento del sistema eléctrico es necesario indicar como se usará la protección: a la intemperie o al interior, en poste o en subestación, etc. No se pueden especificar equipos que no sean apropiados para un ambiente determinado; por ejemplo no se debe usar fusibles de expulsión donde existan vapores inflamables.

- Calidad de servicio: La calidad de servicio tiene mucho que ver con el sistema de protección. La desconexión rápida de una avería permite mantener la alimentación a una parte de la carga y puede reducir el tiempo de reparación de una falla. La calidad de servicio requerida depende del sistema que se tenga.

- Costos: El costo de un sistema de protección está íntimamente relacionado con todos los factores descritos anteriormente. Por lo tanto la misión del ingeniero de protecciones es seleccionar el sistema de protecciones con los atributos mínimos (

con un margen razonable de seguridad) para que cumplan las funciones requeridas, sobredimensionar el sistema de protecciones es costoso y no garantiza mínimas interrupciones.(p. 20-23)

2.8.1 Criterios para la selección de fusibles.

Para la selección de los fusibles se debe tener en cuenta los siguientes criterios:

Mena et al. (2013) explica:

- La capacidad de interrupción de corriente debe ser tal, que el fusible interrumpa sin riesgos, la corriente de falla más elevada en el punto de la instalación.
- Las características de limitación de corriente deben de ser tales que restrinjan la corriente de paso libre en las fallas, reduciéndose así al mínimo la posibilidad de averías en los componentes del circuito.
- El período de retraso en las corrientes de sobrecarga debe de ser tal que el fusible no se queme innecesariamente a causa de sobrecargas pasajeras, pero si debe proteger contra sobrecargas peligrosas.

La aplicación correcta de los fusibles requiere un conocimiento de las características del sistema de distribución y del equipo al cual va a proteger. Para los fusibles que van a ser instalados a lo largo de la línea, se debe tener en cuenta los siguientes factores:

- La corriente de cortocircuito del transformador de potencia o de la subestación.
- Corriente normal y de sobrecarga del circuito de distribución.
- Las corrientes transitorias del circuito, tales como corrientes de magnetización de transformadores, corrientes de arranque de motores, etc.
- Características de fusión de los conductores.
- Coordinación con otros aparatos protectores.

Para la protección de los equipos se debe tener en consideración lo siguiente:

- Capacidad de sobrecarga de los equipos.
- Corrientes transitorias.

- Continuidad de servicio.
- Coordinación con otros dispositivos protectores. (23,24)

2.8.2 Protección de transformadores monofásicos convencionales y autoprotegidos y trifásicos.

Los fusibles son equipos de protección que utilizan en la protección de transformadores de distribución para lo que Mena et al. (2013) expone:

La principal función es la de proteger al transformador y desconectar estos de la red, evitando daños y disturbios de voltaje al mínimo. Esta protección puede enmarcar las siguientes consideraciones:

- Protección para sobrecargas, que se puede dar por la elevación de la corriente de consumo de ciertas cargas, razón que afecta el aislamiento de los bobinados.
- Protección contra cortocircuitos externos al transformador para evitar efectos electrodinámicos y térmicos a sus bobinados y núcleo.
- Protección para fallas internas, cortocircuitos en las bobinas.

Los factores que se deben de considerar para la selección ideal de los fusibles son:

- Remover el transformador fallado del sistema de distribución.
- Prevenir fallas disruptivas en el transformador.
- Proteger el transformador de sobrecargas severas.
- Resistir sobrecargas de corto tiempo no dañinas.
- Resistir corrientes de puesta en marcha de cargas en frío.
- Resistir corrientes Inrush.
- Resistirse a daño por sobretensiones inducidas.
- Coordinarse con el próximo dispositivo de protección, aguas arriba. (p. 24,25)

2.8.3 Criterios de selección de fusibles para transformadores.

Mena et al. (2013) manifiesta textualmente:

- Consideraciones de daño del tanque del transformador.

Cuando se produce un cortocircuito al interior del transformador, la descomposición del aceite debido a estas corrientes generan gases con altas presiones, que pueden causar rotura o soplado del tanque del tanque del transformador y en algunos casos acompañados de incendios.

Los fusibles limitadores de corriente brindan una protección adecuada y es común limitar el uso de fusibles de expulsión en donde la corriente de falla es menor o igual a 3000 A.

- Corriente de magnetización (Inrush).

La corriente de magnetización es una condición transitoria que ocurre cuando se energiza un transformador, cuando el voltaje aumenta repentinamente después de haber aislado una falla y el sistema se restablece o cuando se energizan dos transformadores en paralelo. Esta corriente fluye solo de la fuente hacia el transformador, razón por la que, aparece como una corriente diferencial.

- Corrientes de puesta en marcha en frío.

Después de una salida de funcionamiento del transformador, al volverlo a energizar se producen elevadas corrientes causadas por la pérdida de diversidad, cuando la interrupción es sumamente larga y por las corrientes de arranque de los motores y en general por el tipo de cargas que abarca estos transformadores.

- Daño térmico del transformador.

Los transformadores han sido diseñados para su funcionamiento a una elevación de temperatura de 55°C que puede funcionar sin tener afecciones en la vida útil. Para la selección del fusible se debe comprobar que las curvas tiempo-corriente

estén entre la curva de daño del transformador a proteger y la curva de energización inrush de carga fría.

- Filosofía de protección con fusibles.

La principal función es la de despejar cualquier falla de sobrecorriente que se presente tanto en el transformador como en la alimentación del lado primario, coordinando con la protección del lado secundario para tener una protección total del equipo. Las empresas eléctricas con sus estudios realizados han coincidido que para asegurar la protección del transformador con una adecuada selección del fusible se basan en la filosofía de la baja relación de fusión del mismo, por lo que son seleccionados tan pequeños como sea posible, con el propósito de tener una máxima protección contra sobrecargas.(p. 25-27)

- Efecto de las descargas atmosféricas.

Cuando se dan tormentas y estas son acompañadas de descargas eléctricas se pueden presentar un sin número de salidas por quema de fusibles en transformadores y en otros casos con la quema de los transformadores. La quema de los fusibles se debe a las corrientes transitorias inrush que se generan por la saturación del núcleo del transformador y por los voltajes transitorios inducidos en el mismo. Con la finalidad de reducir el número de fusibles quemados los fabricantes han demostrado con las curvas tiempo-corriente que el uso de fusibles tipo SR y VS evitan este problema.

2.8.4 Criterios para los relés de fase, tierra y ajustes según las normas IEC.

Mena et al. (2013) acerca de este importante procedimiento:

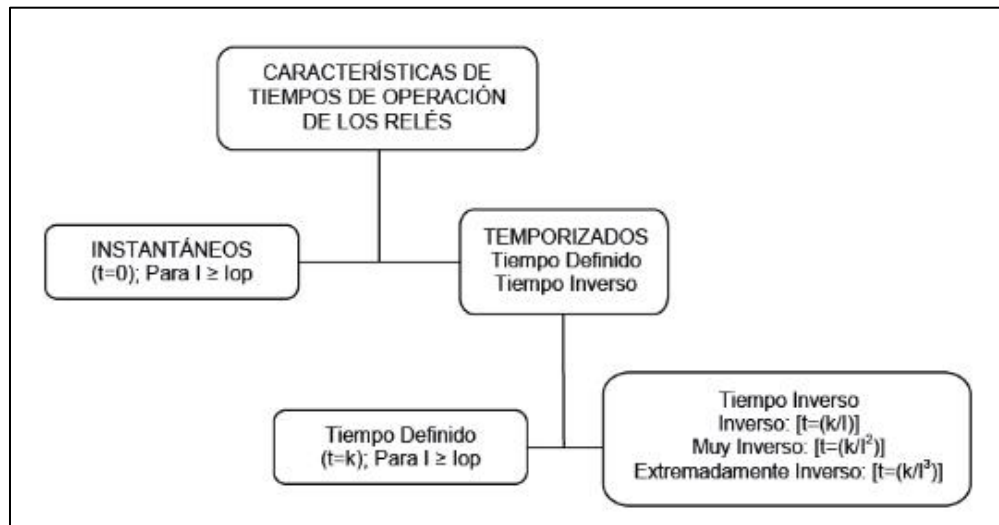
Uno de los fenómenos que ocurren durante las anomalías y en especial durante los cortocircuitos, es el aumento de la corriente que sobrepasa muchas veces los valores normales de operación. Esta manera de discriminar la ocurrencia

de fallas se utiliza ampliamente, ya sea como protección principal o de respaldo. Dos variables muy importantes a tomar en cuenta en estos relés son:

- El nivel de corriente mínima de operación.
- La característica de tiempos de operación.

La corriente mínima de operación (I_{op}), también se la conoce como corriente de “pick up”, y es la encargada de producir el cambio de estado en el relé. Por las características de tiempos de operación se pueden subdividir como se muestra en la figura 25 (...).

Figura 25 Características de tiempos de operación de relés.



Fuente: (Mena y Noroña, 2013).

En sistemas de distribución se aprovecha la característica de tiempo inverso, debido a que la magnitud de la corriente de falla depende, la mayoría de veces, de la localización de esta y se mantiene prácticamente inafectada por cambio en la fuente o en el sistema de transmisión de alto voltaje. Esta protección de tiempo inverso está respaldada por la protección instantánea.

Para el caso de los relés de tiempo definido e inverso se los puede calibrar mediante la selección de los siguientes parámetros:

- TAP: dispositivo que permite variar la sensibilidad del relé, permitiéndole que opere con distintos valores de corriente, está dada en amperios y es un valor que define la corriente de pick up o de arranque del relé.

Ecuación 4 Ecuación para calcular Pick-up

$$I_{pick-up} = TAP \times RTC$$

Fuente: (Mena y Noroña, 2013)

Dónde:

RTC: Relación de Transformación de corriente.

Para los relés de fabricación americana, el TAP y la RTC suelen ser las mismas, mientras que para los europeos, especialmente en los ingleses estos valores pueden ser diferentes.

Para el módulo de fase, el valor del TAP se determina dando al relé de sobrecorriente un carácter de relé de sobrecarga, eligiendo un ajuste de 1.5 veces la corriente nominal así:

Ecuación 5 Ecuación del TAP de fase

$$TAP = \frac{1.5 \times In}{RTC}$$

Fuente: (Mena y Noroña, 2013)

Dónde:

In: Corriente nominal.

Para el módulo de falla a tierra, el valor del TAP se determina tomando en cuenta el desbalance máximo que podría existir en el sistema bajo condiciones de operación normal, que según la experiencia se ha determinado un 30%, entonces la expresión para fijar este TAP sería:

Ecuación 6 Ecuación del TAP para tierra.

$$TAP = \frac{0.3 \times In}{RTC}$$

Fuente: (Mena y Noroña, 2013)

Dónde:

In: Corriente nominal.

RTC: Relación de Transformación de corriente.

Para el ajuste de los relés de fase se usará la corriente de cortocircuito línea-línea por ser la más común de las fallas de fase, mientras que para los de falla a tierra se debe tomar en cuenta la corriente de cortocircuito fase-tierra.

- DIAL: este constituye el retardo de tiempo antes de que el relé opere, siempre que la corriente de falla alcance un valor igual o mayor que la corriente de pickup, este dispositivo varía los tiempos de operación de un relé.

En la calibración del relé de sobrecorriente se puede utilizar la opción de retardo o temporización y respaldarla por la opción instantánea dentro de la misma unidad.

Para el ajuste del elemento instantáneo se debe usar la corriente de cortocircuito en el punto de instalación del relé, tanto para fase como para tierra.

En el ajuste del módulo de temporización se debe tomar en cuenta la unidad de protección más alejada con la cual se desea coordinar, para que este no actúe antes, afectando así el menor tramo de red posible. (p. 30-33)

2.8.5 Criterios para reconectores.

Para el criterio de ajustes en los reconectores (Mena y Noroña, 2013) explica:

Los criterios para seleccionar, usar y ajustar los valores o los parámetros en los reconectores se basan en el uso de las curvas tiempo corriente, la cantidad de operaciones y tiempos muertos definidos para estos equipos:

- Para cualquier caso de coordinación los reconectores electrónicos se deben ajustar para que actúen con cuatro operaciones, cada una con un tiempo muerto igual a 10 segundos.
 - En el caso de que no sea necesario coordinar reconnector con fusibles de línea, se ajusta el reconnector para que opere con cuatro curvas lentas.
 - En el caso de coordinar reconectores con fusibles, se ajusta el reconnector para que opere con 2 curvas rápidas y 2 curvas lentas.
 - Los reconectores lazos deben despejar cualquier falla, cuando su función de transferir carga entre en operación, por lo que se le debe ajustar una curva capaz de detectar cualquier corriente de falla.
 - No se busca selectividad entre reconectores secuenciales de circuitos distintos, interconectados mediante un reconnector lazo cuando hay transferencia de carga.
- (p. 33,34)

2.8.5.1 Protección de fase.

La corriente umbral (pick up) de fase debe ser mayor a la sumatoria de la corriente máxima de carga alimentada por el reconnector y de la corriente máxima a recuperar en caso de emergencia multiplicada por un factor de crecimiento de carga igual a 1,3 y menor a la corriente de cortocircuito trifásica mínima al final del circuito, sin tomar en cuenta los tramos que se añaden en caso de recuperar carga. De acuerdo a la siguiente condición:

Ecuación 7 Condición para reconectador protección de fase.

$$I_{cc}3\phi \geq I_o \geq 1.3 \times (IC + IR)$$

Fuente: (Mena y Noroña, 2013)

Dónde:

$I_{cc}3\phi$: Corriente de cortocircuito trifásica mínima al final del circuito.

I_o : Corriente umbral de fase.

IC: Corriente máxima de carga alimentada por el reconectador.

IR: Corriente máxima a recuperar en caso de emergencia.

Para el cálculo de la corriente máxima de carga alimentada por un reconectador es necesario estimar la demanda promedio máxima del circuito. Para ello se debe obtener el registro de las mediciones de potencia aparente máxima diaria del circuito de por lo menos un año. De este registro no se debe tomar en cuenta aquellos valores que corresponden a transferencias temporales de carga. Con la demanda estimada es posible obtener la demanda promedio máxima en el punto de ubicación del reconectador.

Ecuación 8 Corriente máxima promedio en el punto de ubicación del reconectador.

$$I_c = KVA_{dem}/\sqrt{3} \times V$$

Fuente: (Mena y Noroña, 2013).

Dónde:

I_{cc} : Corriente máxima promedio en el punto de ubicación del reconectador.

KVA_{dem} : Potencia aparente en el punto de ubicación del reconectador.

V: Nivel de voltaje de la subestación.

Para el cálculo de la corriente máxima a recuperar en caso de emergencia se debe determinar la corriente del peor caso de todas las interconexiones existentes aguas abajo del reconectador. (Mena et al, 2013, p. 34,35)

2.8.5.2 Protección de neutro.

Para determinar la corriente umbral (pick up) de neutro se debe considerar un desbalance entre las fases del 30%. Por esto, la corriente umbral debe ser mayor al 30% de la sumatoria de la corriente máxima de carga alimentada por el reconectador y de la corriente máxima a recuperar, multiplicada por un factor de crecimiento de carga igual a 1.3.

También debe ser menor a la corriente de cortocircuito monofásica mínima al final del circuito, sin tomar en cuenta los tramos que se añade en caso de recuperar carga.

Ecuación 9 Condición para reconectador protección del neutro.

$$I_{cc1\varnothing} \geq I_o \geq 0.3 \times (1.3 \times (IC + IR))$$

Fuente: (Mena y Noroña, 2013)

Dónde:

$I_{cc1\varnothing}$: Corriente de cortocircuito monofásica mínima al final del circuito.

I_o : Corriente umbral de neutro.

IC : Corriente máxima de carga alimentada por el reconectador.

IR : Corriente máxima a recuperar en caso de emergencia.

Para la protección de fase y neutro se debe verificar que la corriente falla trifásica o monofásica máxima en el punto de instalación del reconectador sea menor que la capacidad de interrupción del equipo. (Mena et al, (2013), p. 35,36)

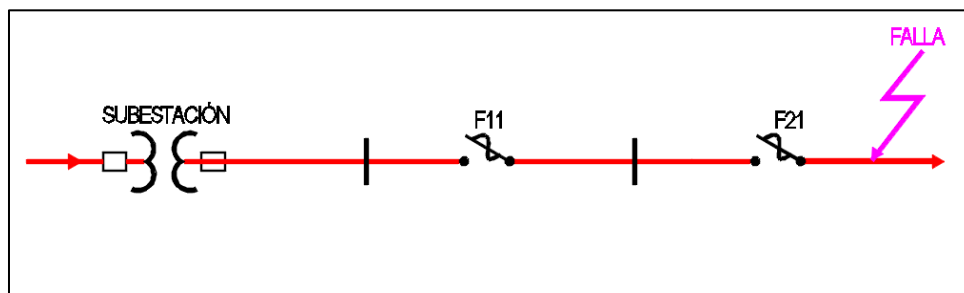
2.9 Criterios para coordinación de dispositivos de protección de sobrecorriente.

Trataremos la coordinación de los elementos de protección de sobrecorriente disponibles en nuestro banco, quedando a elección del lector, estudiar sobre los elementos restantes.

2.9.1 Coordinación fusible-fusible.

Como ya habíamos tratado en apartados anteriores, cuando dos o más elementos o dispositivos de protección son instalados en un determinado sistema, al dispositivo más cercano a la falla en el lado del suministro es la protección principal (F21), y el elemento de protección más cercano a la fuente de energía es la protección de respaldo (F11).

Figura 26 Diagrama unifilar sistema Fusible-Fusible.



Fuente: Los Autores.

Para realizar la coordinación entre fusibles podemos utilizar: curvas tiempo-corriente o tablas de coordinación. Para lo cual en ambos casos, el criterio de coordinación es que el tiempo máximo de despeje total del fusible principal, debe ser menor o igual al 75% del mínimo tiempo de fusión del fusible de respaldo.

Además de esto se debe de cumplir con lo siguiente:

Los fusibles deben de soportar la corriente de carga en su punto de instalación.

Debe de coordinar con el fusible de protección de los transformadores de distribución aguas debajo de fusible de protección principal.

El uso de las tablas de coordinación, implica que los fusibles vayan a operar dentro de su capacidad continua de corriente y que sean instalados en los cortacircuitos adecuados. Las siguientes tablas presentan un listado de fusibles protectores, protegidos y la máxima corriente a la cual se asegura una máxima coordinación. Mena et al. (2013)

Tabla 3 Coordinación entre fusibles ANSI/NEMA tipo K.

Fusible Protector	Fusible protegido													
	8K	10K	12K	14K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Máxima corriente de falla con la cual B protegerá a A (Amperios)													
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

Fuente: Catálogo LUHFSEER.

Tabla 4 Coordinación entre fusibles ANSI/NEMA tipo T

Fusible protector	Fusible protegido													
	8T	10T	12T	14T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	Máxima corriente de falla con la cual B protegerá a A (amperios)													
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

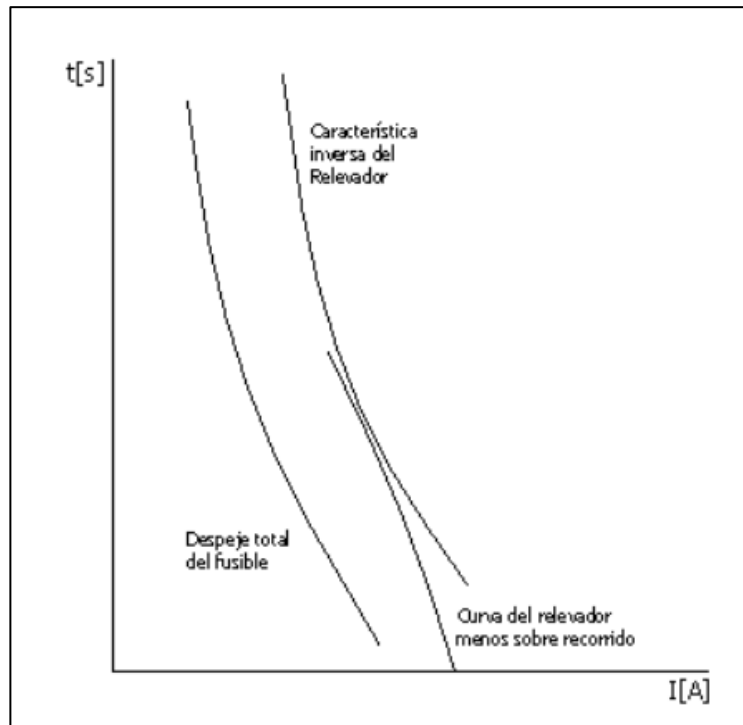
Fuente: Catálogo LUHFSEER.

2.9.2 Coordinación relé-fusible.

La coordinación entre un relé y un fusible instalados en un alimentador, se da cuando el fusible opera y despeja la falla antes de que el relé lo detecte. Para lo cual el criterio consiste en dejar un

margen de 0.2 a 0.3 segundos entre la curva máxima de despeje del fusible y la curva de tiempo inverso del relé, esto debe de mantenerse con la finalidad de permitir arranques del relé, errores en la señal de los tranformadores de corriente, etc.; cuando el relé es la protección de respaldo del fusible, la curva temporizada del relé debe de quedar por arriba de la curva del fusible tal cual se puede apreciar en la figura 27. De esta manea el área fallada queda aislada. Mena et al. (2013)

Figura 27 Gráfica Tiempo-Corriente coordinación Relé-Fusible.

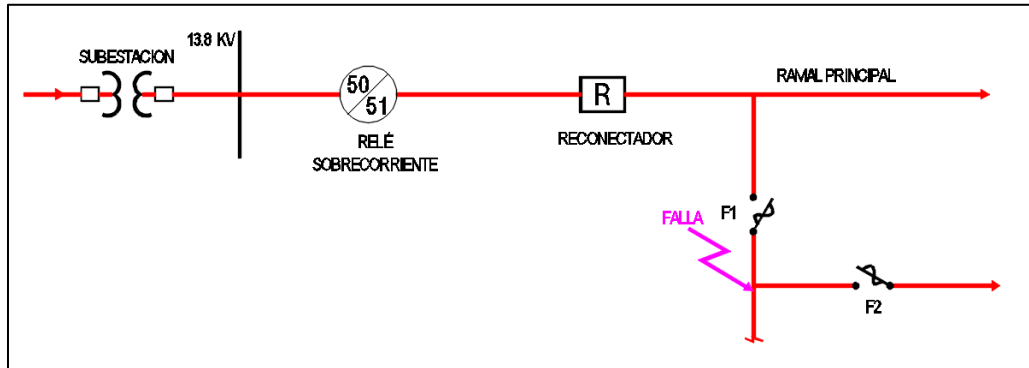


Fuente: (Castaño, 2003)

2.9.3 Coordinación reconectador-fusible.

Este escenario corresponde a la figura 28. Para coordinar un reconectador y un fusible, se debe elegir entre dos filosofías de coordinación, que se explican a continuación.

Figura 28 Diagrama unifilar esquema Reconector-Fusible.



Fuente: Los Autores.

2.9.3.1 Ahorro de fusibles (saving fuse).

Este criterio se aplica cuando el ramal o alimentador a proteger está expuesto a constantes fallas transitorias, como lo es, cortocircuitos por ramas de árboles, tránsito de animales por conductores o descargas atmosféricas. Para dicho objetivo, se ajusta al reanclador, para que realice dos operaciones lentas y dos operaciones rápidas. Las operaciones rápidas deben de ser más rápidas que el fusible, para así despejar una falla transitoria. Si luego de las operaciones rápidas la falla persiste, el reanclador operará más lentamente que el fusible, permitiendo que la falla sea finalmente despejada por el fusible. De obtener el despeje exitoso de la falla transitoria, se evitará la salida del servicio de los clientes conectados al alimentador. (Mena et al, 2013)

2.9.3.2 Sacrificio de fusibles (no saving fuse).

Si el alimentador en cuestión energiza a cargas sensibles a fallas transitorias, los cuales pueden producir alteraciones bruscas de voltaje y corriente, entonces se prefiere que actúe el

fusible que protege dicho ramal bajo condiciones de falla. Para esto se debe ajustar el reconectador con una operación rápida y tres operaciones lentas.

Para cualquiera de las filosofías explicadas anteriormente, se deben cumplir los siguientes 2 requisitos que Mena et al. (2013) expone a continuación:

- El tiempo mínimo de fusión del fusible debe de ser mayor que el tiempo de apertura del reconectador en su curva de actuación rápida, multiplicado o afectado por un factor de 1.5.

Ecuación 10 Condición para tiempo mínimo de fusión

$$t_{\text{mín fusión}} \geq 1.5 t_{\text{aper rápida}}$$

Fuente: (Mena y Noroña, 2013)

- El tiempo máximo de fusión del fusible debe ser menor que el tiempo mínimo de apertura en la curva temporizada del reconectador.

Ecuación 11 Condición para tiempo máximo de fusión.

$$t_{\text{máx fusión}} \leq t_{\text{aper temporizada}}$$

Fuente: (Mena y Noroña, 2013)

(p. 41)

2.10 Transformadores de corriente (TC).

Según (Carrillo, 2007) en su trabajo explica:

Reducen la alta corriente del circuito de potencia a una corriente baja, la cual se puede llevar sin peligro a los aparatos de protección y medida. Esto permite, además, la construcción de relés e instrumentos de medida más económicos (...).

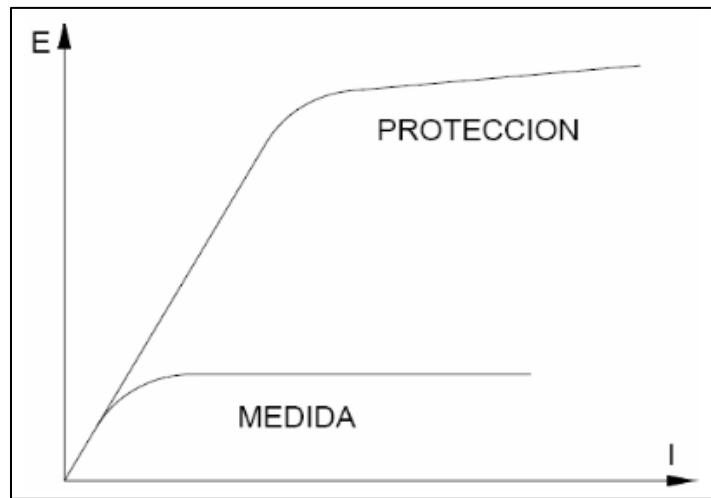
La característica de funcionamiento de los transformadores de corriente la da la curva de magnetización. (...)

EL fabricante normalmente suministra solo la curva correspondiente a la relación de transformación más alta, por lo cual, si se necesita la curva para otra relación de transformación (otro tap), es necesario construirla a partir de esta. (...)

El TC usado para protección, se diseña para soportar grandes corrientes, con la exactitud necesaria; estas al circular por una impedencia fija conllevan grandes tensiones.

El TC usado para medida debe funcionar adecuadamente con bajas corrientes y no soporta tensiones altas, pues estas afectarían los aparatos de medida colocados en sus secundarios (se diseña para que se sature a 1,2 o 1,5 veces la corriente nominal). (p. 10-15)

Figura 29 Características tensión-corriente de los TC's.



Fuente: (Carrillo, 2007)

CAPÍTULO 3.

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DEL MÓDULO DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE, PARA ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN.

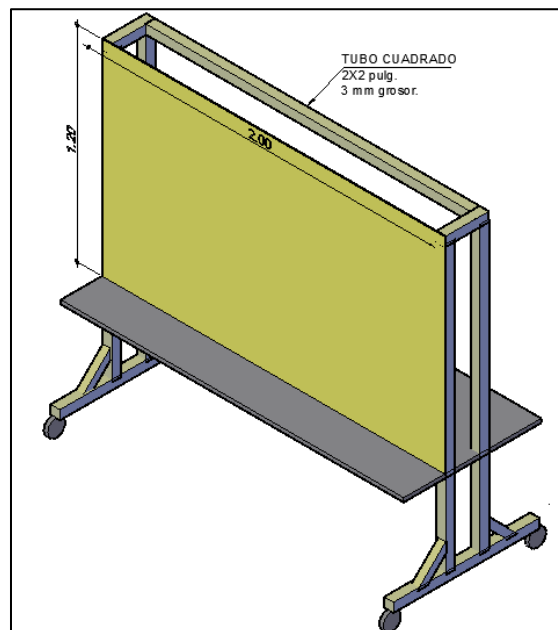
3.1 Diseño.

El diseño del módulo consta de tres partes las cuales son: la calcomanía, la cual irá adherida sobre la plancha metálica. La plancha de hierro, la misma que alojará a todos los elementos eléctricos de la tesis; y la última parte, que es la estructura mecánica que soportará a la plancha de hierro.

3.1.1 Estructura mecánica.

Su diseño final fue el indicado en la figura 30 cuyas medidas están en metros:

Figura 30 Vista isométrica de estructura mecánica con la plancha metálica sin el calado.

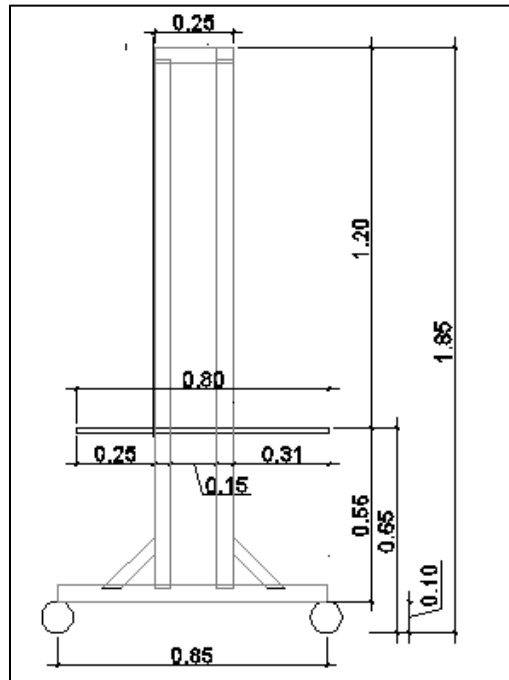


Fuente: Los autores.

Adicionalmente como se puede apreciar, se colocaron ruedas y freno en ellas, para movilizar a gusto el tablero y a su vez fijarlo en el lugar que se considere necesario.

En la figura 31 se visualiza la vista lateral del mismo, mostrándonos las cotas totales (en metros) de nuestro banco de trabajo.

Figura 31 Vista lateral del banco de trabajo.



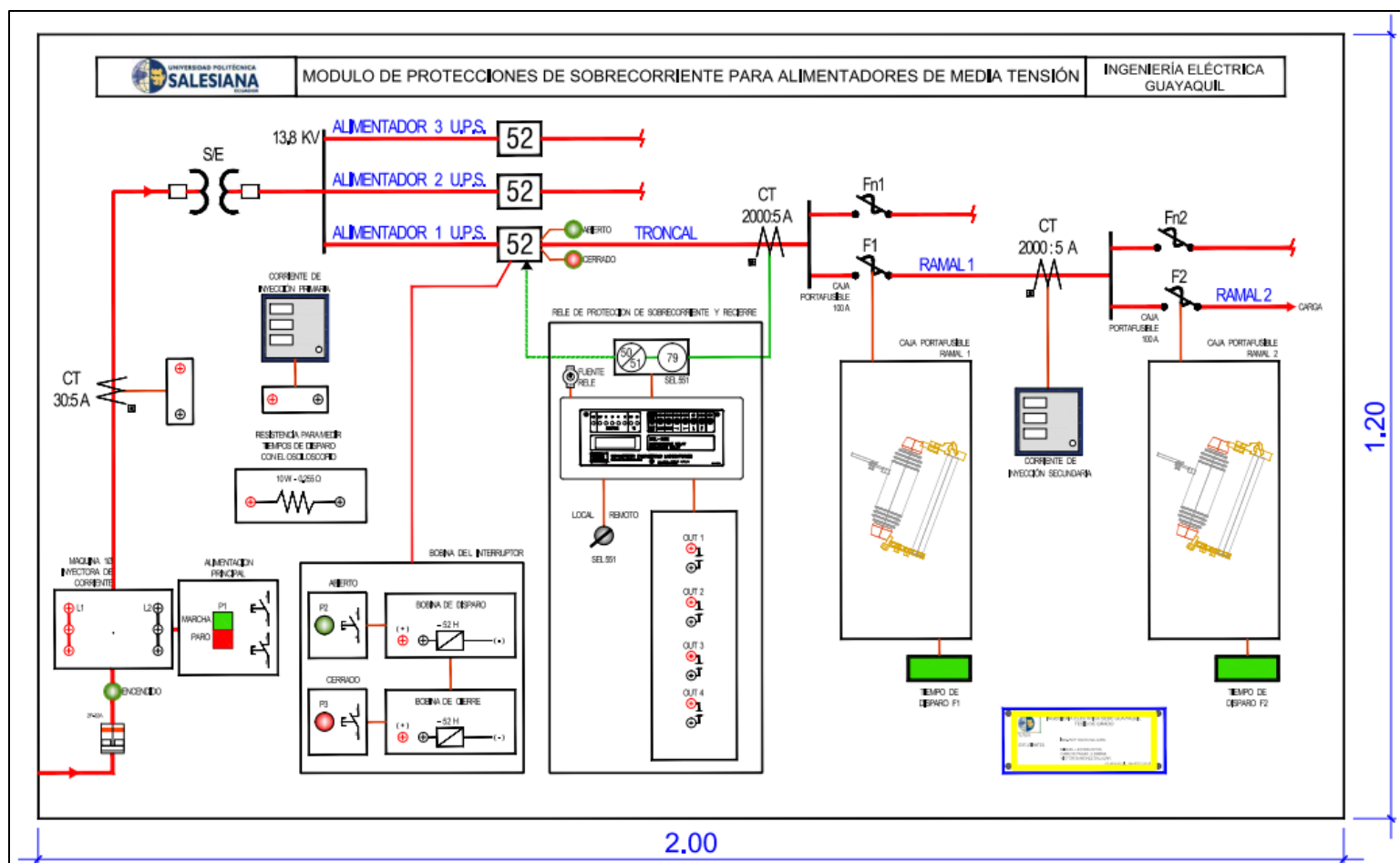
Fuente: Los autores.

3.1.2 Calcomanía de vinil transparente.

Para realizar el diseño de la calcomanía hecha de vinil transparente, que va pegado sobre la plancha metálica, previamente ya se habían adquirido los elementos que van montados en la misma, para así obtener sus medidas reales e ingresarlas en Autocad, nuestro software de diseño utilizado; y en consecuencia ubicar estos accesorios correctamente.

En la figura 32 se muestra el diseño de la calcomanía del módulo:

Figura 32 Diseño de calcomanía de vinil transparente. Las medidas están expresadas en metros.



Fuente: Los autores

3.1.3 Plancha metálica.

La plancha metálica es de hierro negro de 4mm. En esta parte del módulo, con su respectivo calado, irán alojados los elementos eléctricos y electrónicos que interactuarán con el usuario.

El vinil mostrado en el numeral anterior irá adherido a la superficie de esta plancha, y coincidirá su diseño con los agujeros de la plancha. En la figura 33 podemos observar los calados ejecutados.

Una vez revisado el diseño, se lo presentó al tutor el cual le dio su visto bueno, y posteriormente empezar la etapa de construcción.

3.2 Construcción.

Aquí se procedió a comprar los elementos correspondientes a la construcción mecánica del tablero y la calcomanía de vinil transparente.

Según las dimensiones de la estructura mecánica mostradas en la figura 33 se la construyó, se incorporó la plancha de hierro negro, y a esta última se le pegó el primer vinil transparente para realizar los agujeros correctamente, y que no surjan errores posteriormente.

Figura 33 Estructura mecánica con la plancha soldada y sus respectivos agujeros



Fuente: Los autores.

Figura 34 Vista frontal del módulo en proceso de construcción.



Fuente: Los autores.

Posterior a esto, se continuó con la etapa de “fondeado” que consiste en pasar capa de pintura fondo gris para que se compacte bien la pintura final y no se resquebraje con el paso del tiempo. Una vez secada esta capa, se procedió a pintar todo el módulo, para después proceder a llevarlo a la universidad, con su debida protección, para no arruinar la pintura.

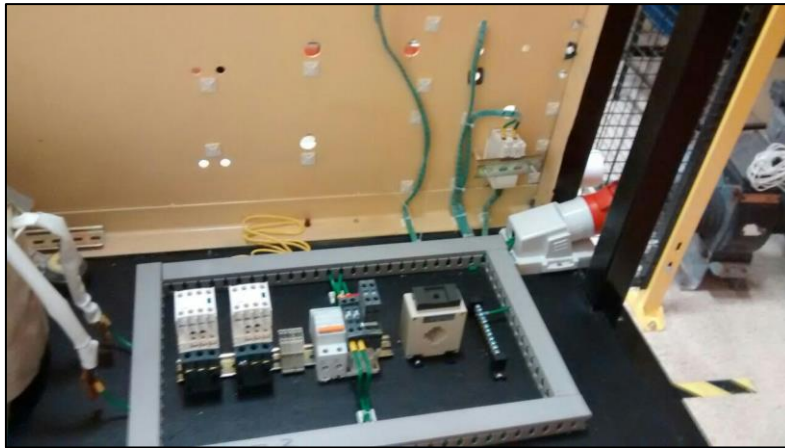
Figura 35 Tablero terminado sin los elementos.



Fuente: Los autores.

Luego se continuó con el pegado del vinil transparente en la plancha, para posterior a esto, colocar los elementos eléctricos y electrónicos, y proceder al respectivo cableado eléctrico.

Figura 36 Colocación de canaleta y elementos de control y medición.



Fuente: Los autores.

Figura 37 Colocación del cronómetro electrónico



Fuente: Los autores.

A man in a yellow t-shirt is working on a complex electronic assembly housed within a metal frame. The assembly includes various components like wires, a power supply, and a control unit. The man is focused on adjusting or connecting parts within the frame.

63

Figura 40 Vista posterior del módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión.



Fuente: Los autores.

A continuación se enumeran todos los elementos que conforman el modulo, como se puede apreciar en las figuras 38 y 39.

1. 2 medidores de parámetros.
2. Relé SEL 551.
3. 3 luces pilotos.
4. 2 pulsantes sencillos.
5. 1 pulsante rasante doble.
6. 2 resistencia de $1 \Omega / 10W$.
7. 1 selector de 2 posiciones.
8. 1 interruptor ojo de cangrejo.
9. 2 cajas portafusibles de 100 A – 15 KV.
10. 24 borneras.
11. 1 CT de medición 30:5.
12. 1 CT de medición 2000:5.
13. 2 LCD's 16X4.
14. 1 transformador seco de 7,5 KVA-220/7.5 V
15. 3 contactores.

16. 1 breaker 2P-32 A
17. 1 breaker 2P-32 A
18. 1 pulsante de emergencia.
19. 1 clavija 3 ϕ -32 A.
20. Fuente 125 VDC.
21. Tajerta cronómetro digital.
22. 5 mts. de Barras de cobre de ¼" X 2".
23. 4 Base fusileras monofásicas. 400 V- 32 A.
24. 2 finales de carrera tipo pupo.
25. 1 tira de bornera aislada.

3.4 Presupuesto de la construcción del módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión.

Tabla 5 Presupuesto usado para construcción del módulo

MATERIALES	CANTIDAD	V. UNITARIO	TOTAL
Medidores de parámetros.	2	82	164,00
Relé SEL 551.	1	1250	1250,00
Luces pilotos.	3	1,6464	4,94
Pulsantes sencillos.	2	2,1728	4,35
Pulsante rasante doble.	1	2,25	2,25
Resistencia 1 Ω /10 W	2	0,15	0,30
Selector de 2 posiciones.	1	2,3856	2,39
Interruptor ojo de cangrejo	1	1,6912	1,69
Cajas portafusibles de 100 A – 15 KV	2	98,56	197,12
Borneras paquete.	1	35	35,00
CT de medición 30:5.	1	11,05	11,05
CT de medición 2000:5.	1	122	122,00
Transformador seco de 7,5 KVA-220/7.5 V	1	550	550,00
Contactores SIEMENS 3RT1034-1A	2	171,92	343,84
Contactores SCHNEIDER	1	180,88	180,88
Breaker 2P-20 A	1	8,93	8,93
Breaker 2P-32 A	1	8,93	8,93
Pulsante de emergencia	1	7,9	7,90
Clavija	1	40	40,00
Fuente con salida a 125 VDC- 1A.	1	170	170,00
Tarjeta Cronómetro digital	1	170	170,00

Barras de cobre de ¼" X 2" X 3 m	7	50,064	350,45
Base fusileras monofásicas. 400 V- 32 A	4	1,8	7,20
Finales de carrera tipo pupo	2	1,2	2,40
Tira de bornera aislada.	1	1,5	1,50
Tirafusibles tipo K.	50	3,5	175,00
Tirafusibles tipo H.	25	4,5	112,50
Tirafusibles tipo T.	25	4,5	112,50
Bloques de contactos NC	2	12,5	25,00
Bloques de contactos NO	2	12,5	25,00
Construcción mecánica del tablero (incluye mano de obra+ pintado)	1	900	800
Cable #12 THW	45 mts.	26,45	26,45
Cable #16 THHN	100 mts	21,05	21,05
Vinil	2	20	40
TOTAL \$			4974,60

Fuente: Los autores.

CAPITULO 4

MANUAL DE PRÁCTICAS.

4.1. Guía de prácticas para pruebas del módulo.

PRACTICA 1: Seguridad del banco de coordinación de protecciones

PRACTICA 2: Comprobación de funcionamiento de elementos.

PRACTICA 3: Curva de fusión y de despeje de fusible Tipo K.

PRACTICA 4: Ajuste de Protección 50-51 (función Sobrecorriente, inverso-instantáneo) protección fase y neutro.

PRACTICA 5: Ajuste de Protección 50-51 (función Sobrecorriente, inverso-instantáneo) protección fase y neutro con Fusible tipo K.

PRACTICA 6: Curva de Coordinación Fusible-Fusible.

PRACTICA 7: Ajuste de Protección 79 (función Reconectador).

PRACTICA 8: Curva de Coordinación de Fusible-Reconectador.

PRACTICA 9: Ajuste de Protección del Reconectador, Protección de Fase.

PRACTICA 10: Ajuste de Protección del Reconectador, Protección de Neutro.

PRACTICA 11: Coordinación de Protecciones. (software Simulador en Excel).

PRACTICA 12: Práctica de análisis de confiabilidad de Sistemas de Distribución.

4.2 Práctica # 1: Mantenimiento y seguridad del banco.

4.2.1 Datos informativos.

- **Materia:** Protecciones Eléctricas.
- **Práctica:** N° 1.
- **Número de estudiantes:** 20
- **Nombre docente:** Ing. Roy Santana.
- **Tiempo estimado:** 2 Horas.

4.2.2 Datos de la práctica.

- **Tema:** Normas de seguridad y mantenimiento del banco de coordinación de protecciones.
- **Objetivo general.**
 - ✓ Conocer las normas de seguridad que se deben emplear para la manipulación de cada uno de los elementos y dispositivos que se encuentran instalados en el banco.
- **Objetivos específicos.**
 - ✓ Implementar normas de seguridad para cada uno de los elementos e dispositivos que se encuentran instalados en el banco.
 - ✓ Verificar el correcto funcionamiento de los elementos e equipos instalados en el banco, por medio del manual de seguridad.
- **Marco teórico.**
 - ✓ Principio de funcionamiento de los elementos que se encuentran en el Banco, por medio del manual de seguridad.

- **Marco procedimental.**

- ✓ Revisar e inspeccionar que todos los elementos estén completos y se encuentre en su ubicación correcta en el banco.
- ✓ Comprobar el funcionamiento de los elementos del Banco por medio de los parámetros y normas de seguridad descritas en este capítulo.
- ✓ Aplicar las medidas de seguridad en caso que falle un dispositivo e equipo.

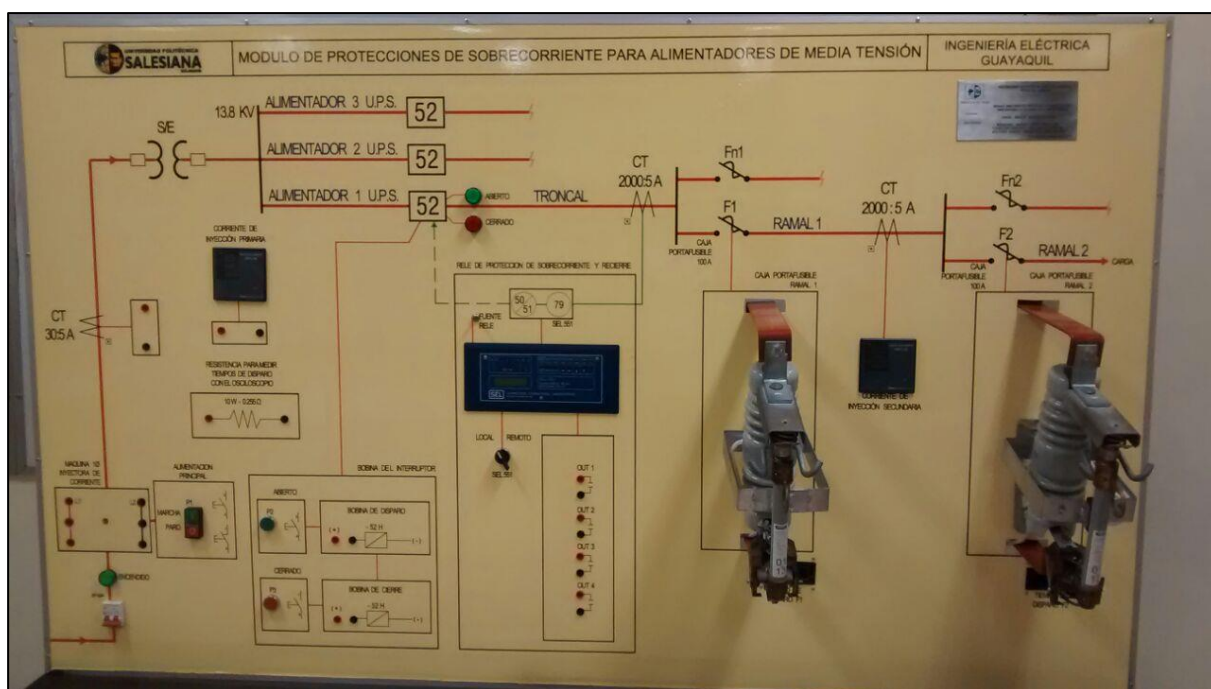
- **Condiciones de funcionamiento.**

- ✓ Introducción al funcionamiento del banco.
- ✓ Conocer todas las aplicaciones posibles para el banco.
- ✓ Conocer y aplicar las normas de seguridad para este banco.
- ✓ Identificar los dispositivos e equipos a utilizar en este banco.
- ✓ Reconocer los símbolos eléctricos y aplicar los conocimientos adquiridos en la materia.

- **Recursos utilizados.**

- ✓ Banco.
- ✓ Instrumentación para: Tensión, Corriente.
- ✓ Formatos para registro de valores experimentales y resultados.
- ✓ Cables de laboratorio.

Figura 41 Vista frontal módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión.



Fuente: Los Autores.

4.2.3 Normas de seguridad de los elementos.

Este es uno de los principales componentes del Banco que suministrara la energía para el accionamiento de los diversos dispositivos que se encuentran en el banco de pruebas.

La alimentación eléctrica para control en el tablero, que se observa en la figura 42, está constituida por:

- ✓ El tomacorriente tipo Clavija de 30A, se lo utiliza para acoplar mediante conexiones externar maquinas móviles.
- ✓ El conductor que se utiliza es una concéntrico 3x12 o similar, que soporta hasta 600V, tiene un doble aislamiento que soporta hasta 60°C y su fabricación concéntrica impide las conexiones clandestinas.

Figura 42 Alimentación trifásica para control del tablero.



Fuente: Los Autores.

Las normas de seguridad que debemos tener en cuenta son:

- a) Para manipular la entrada trifásica del banco de pruebas debe estar desenergizado, verificando que el breaker principal del panel de distribución se encuentre en modo off.
- b) Si el breaker del banco de pruebas presenta anomalías bajar inmediatamente el breaker principal, revisar falla y si es necesaria realizar el cambio del breaker del control principal del banco.
- c) No proceda a operar los interruptores del panel principal y de tablero con las manos mojadas ya que podría haber una descarga eléctrica y producir daño a la persona.

Figura 43 Borneras para alimentación eléctrica al tablero desde el variac.



Fuente: Los Autores.

El centro de alimentación monofásica sirve para alimentar el transformador seco inyector de corriente del banco de pruebas. Por motivo de seguridad se recomienda no meter otros objetos extraños solo usar cables de conexión, ya que si no es así puede ocasionar accidentes. Todas las borneras tienen continuidad y están listas para hacer utilizadas.

Las normas de seguridad que debemos tener en cuenta son:

- d) Para manipular la entrada monofásica del banco de pruebas debe estar desenergizado, verificando que el breaker principal del variac se encuentra en modo off.
- e) Si el breaker del variac presenta anomalías bajar inmediatamente el breaker principal, revisar falla y si es necesaria realizar el cambio del breaker del variac.
- f) No proceda a operar los interruptores del panel principal y el del variac ya que podría haber una descarga eléctrica y producir daño a la persona.
- g) No proceda a operar estos elementos cuando estén energizados, el contactor ni las entradas de corriente del panel principal ya que podría producirse una descarga eléctrica y producir daño a la persona.
- h) Comprobar que no exista ningún cable suelto ya que esto podría ocasionar accidentes a la persona que este manipulando el tablero.

Figura 44 Breaker principal de fuerza del tablero.



Fuente: Los Autores.

Breaker, es un elemento capaz de interrumpir o abrir un circuito eléctrico cuando la intensidad de la corriente eléctrica que por él circula excede de un determinado valor, o en el que se ha producido un cortocircuito, con el objetivo de evitar daños a los equipos eléctricos.

- a) Si el breaker principal de fuerza del tablero principal presenta anomalías bajar inmediatamente el breaker principal del tablero de distribución, revisar falla y si es necesaria realizar el cambio del breaker del tablero.
- b) Comprobar que no exista ningún cable suelto ya que esto podría ocasionar accidentes a la persona que este manipulando el tablero.

Figura 45 Vista frontal del medidor de parámetros 1.



Fuente: Los Autores.

Este dispositivo sirve para medir el voltaje, corriente y frecuencia del devanado primario del transformador seco de inyección de corriente de prueba.

Este dispositivo tiene conectado un transformador de corriente de 30A/5A. La utilización de los t/c es para reducir la corriente al interior del medidor de parámetros, por ser un elemento electrónico que soporta corrientes bajas.

Chequear que todos los cables se encuentren conectados correctamente por la parte posterior del banco.

Figura 46 Vista posterior del medidor de parámetros 1.



Fuente: Los Autores.

Antes de la práctica verificar que sus respectivos fusibles de protección estén operativos.

Nota: Para calibrar este equipo correctamente, se debe de revisar su hoja técnica.

Figura 47 Vista frontal de medidor de parámetros 2.



Fuente: Los Autores.

Este dispositivo sirve para medir el voltaje, corriente y frecuencia del devanado secundario del transformador seco de inyección de corriente de prueba.

Este dispositivo tiene conectado un transformador de corriente de 2000/5A. La utilización de los t/c es para reducir la corriente al interior del medidor de parámetros por ser un elemento electrónico que soporta corrientes bajas.

Chequear que todos los cables se encuentren conectado correctamente por la parte posterior del banco.

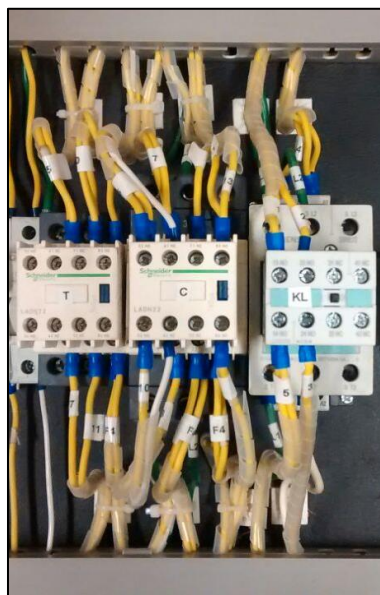
Figura 48 Parte posterior del medidor de parámetros 2.



Fuente: Los Autores.

Antes de la práctica verificar que sus respectivos fusibles de protección estén operativos.
Nota: Para calibrar este equipo correctamente, se debe de revisar su hoja técnica.

Figura 49 Contactores de fuerza y control del banco de pruebas.



Fuente: Los Autores.

El contactor es un elemento electromecánico de conexión y desconexión eléctrica, es accionado por energía eléctrica, cuando se energiza la bobina se cierran o se abren sus

contactos dependiendo del caso, capaz soportar e interrumpir corrientes en condiciones normales de un circuito, también opera con sobrecarga que se producen en una falla del circuito, consta de contactos de fuerza y auxiliares. La marca de los contactores son SIEMENS y SCHNEIDER ELECTRIC.

Todo el cableado de los contactos abiertos y cerrados está con cable #18 AWG y los contactos de fuerza con cable #12 AWG.

Nota: revisar datos técnicos del contactor adjuntos en el banco de pruebas.

Figura 50 Vista frontal relé de sobrecorriente / Recierre SEL-551.



Fuente: Los Autores.

Este elemento es el primer protagonista de la presente tesis, ya que es el equipo que contiene en su constitución las curvas de disparo y protecciones de sobrecorriente (50/51), adicional a esto, dispone de la opción de reconexión (79). El relé de sobrecorriente / recierre SEL-551, es un equipo de control asociado a interruptores de potencia que sirven para despejar fallas de un circuito eléctrico, son indispensables en los tableros tradicionales de protección y control para la protección de sobrecorriente de sistemas de distribución.

Figura 51 Vista posterior relé de sobrecorriente / Recierre SEL-551.



Fuente: Los Autores.

Como norma de seguridad se tiene que tener presente que ningún cable tiene que estar desconectado, por motivo que el relé no llegara a censar una corriente de falla.

Figura 52 Luces pilotos



Fuente: Los Autores.

Es un elemento eléctrico de señal, el cual avisa el inicio o final de un evento en el módulo. Todas las luces pilotos están probadas con 110 V y 220 V, por seguridad verificar que en el parte posterior del banco de pruebas estén todas las luces conectadas a sus respectivas borneras.

Figura 53 Transformador seco inyector de corriente de prueba.



Fuente: Los Autores.

El transformador eléctrico de 7,5 KVA de relación 250 V. / 7.5 V. tiene un núcleo cerrado de acero al silicio, donde se muestran dos devanados o enrollados de alambre de cobre desnudo, protegido con barniz aislante. Uno corresponde al “devanado primario” o de ENTRADA de la corriente alterna y el otro al “devanado secundario” o de SALIDA, cuando recibe un valor de la tensión – amperio, lo que hace es aumentar la corriente – y el voltaje de salida con una relación mínima.

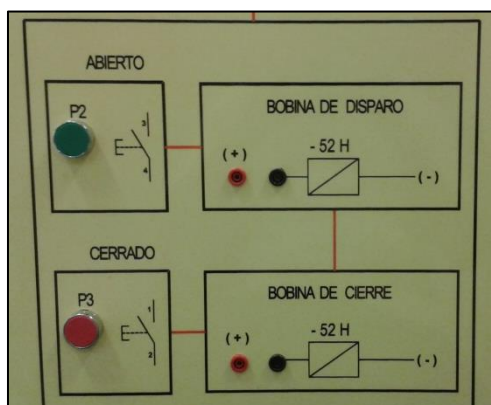
Figura 54 Pulsador rasante doble



Fuente: Los Autores.

El pulsador doble consiste en un botón normalmente abierto y un botón normalmente cerrado. Son botoneras generales de control. Por seguridad revisar que los cables de la parte posterior del banco de pruebas no estén desconectados, este pulsador puede ser energizado hasta 220 V. Son de marca CAMSCO.

Figura 55 Pulsadores normalmente abierto y cerrado.



Fuente: Los Autores.

Todos los pulsadores son de marca CAMSCO. Cada pulsador consta de su bloque de contactos. Por seguridad no manipular este dispositivo por la parte posterior del banco de pruebas ya que estos son armados con su respectiva hoja técnica.

Figura 56 Pulsador de emergencia.



Fuente: Los Autores.

Este pulsador es especial, la simbología es la misma de un pulsador normalmente cerrado porque cumplen la misma función. Se usa mucho en las industrias para hacer un paro de emergencia general en caso de falla. Por seguridad una vez aplastado girarlo en el sentido que se indica.

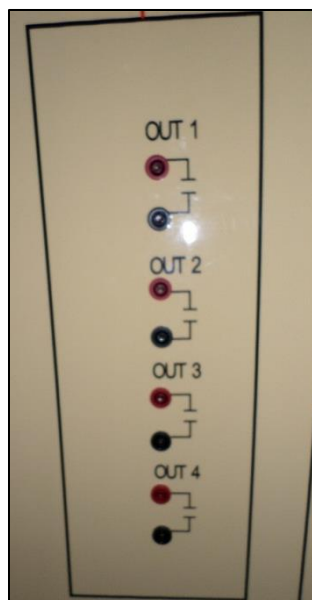
Figura 57 Barra de cobre



Fuente: Los Autores.

Barras de cobre de $\frac{1}{4} \times 2$ " que permiten la circulación de corriente de 0 a 1000 amperios que entrega el transformador para alimentar las cajas porta fusibles. El TC mide la corriente que circula por las barras de cobre, en las barras va alojado el t/c de 2000/5.

Figura 58 Borneras.



Fuente: Los Autores.

Son borneras que permiten la circulación de corriente de pequeña magnitud. En este caso cumplen con la función de salidas digitales del relé SEL 551.

Figura 59 Selector de dos posiciones.



Fuente: Los Autores.

El selector de dos posiciones sirve para realizar el efecto de cierre-apertura del interruptor 52 de modo manual a través de la posición LOCAL, en la que se utilizan los pulsantes P2 y P3; y de modo REMOTO a través de la orden de disparo del relé SEL 551 conectando sus salidas OUT 1, OUT 2, OUT 3, OUT 4, a las bobinas de disparo y de cierre.

Nota: En modo LOCAL, el tablero está configurado para que las salidas del relé cierren o abran al interruptor 52.

Es recomendable que ningún cable se encuentre suelto por motivo que puede presentar una falla, en el momento de la realización una práctica.

Figura 60 Switch ojo de cangrejo 2 Pines-2 Posiciones



Fuente: <http://www.velasco.com.ec/velasco/producto.php?id=1858>.

El Switch tiene la función de permitir energizar la fuente del relé SEL 551.

Tiene dos posiciones en este caso es OFF y ON para encender o apagar el relé.

Nota: Este Switch soporta 6 A / 125 V mientras se encuentre en el rango nominal no presentara ningún problema en el momento de ejecutar una práctica.

Figura 61 Transformador de corriente 30/5



Fuente: Los Autores.

Figura 62 Transformador de corriente 2000/5



Fuente: Los Autores.

El tablero posee un total de 2 transformadores de corriente, uno 30/5 el cual está configurado para ser conectado y desconectado del primer medidor de parámetros 1, y la resistencia para hacer pruebas con el osciloscopio.

Y el TC de 2000/5 conector al medidor de parámetros 2 y a las entradas analógicas del relé SEL 551.

Un transformador de corriente utiliza el campo magnético de una corriente alterna a través del primer devanado para inducir una corriente proporcional y de menor magnitud en un segundo devanado.

Figura 63 Fuente DC.



Fuente: Los Autores.

La fuente de corriente continua de 125 V a 1 A, es la encargada de generar el pulso respectivo al relé SEL 551, para que esté sea capaz de mostrar, su estado de abierto y cerrado. Contiene dos interruptores para permitir el paso de corriente tanto a la entrada y salida.

Además de esto contiene a la entrada un fusible de protección. Está construida de manera que se puede desconectar sus terminales de salida, para movilizar la fuente y aplicarle el respectivo mantenimiento.

Figura 64 Tarjeta electrónica del cronómetro digital.



Fuente: Los Autores.

El cronómetro digital, es una etapa en el banco de pruebas, que sirve para contabilizar el tiempo de disparo de las cajas portafusibles F1 y F2 , al momento de que cae el tubo portafusible a través de los fines de carrera acoplados, los cuales están mostrados en la Figura 65.

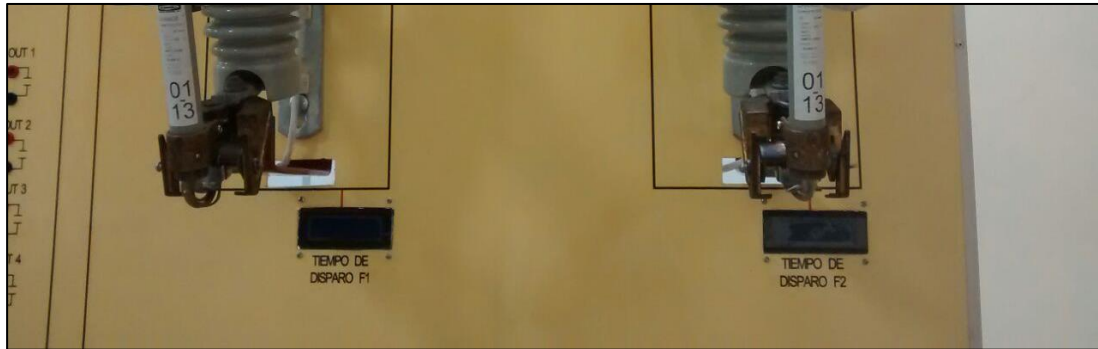
Figura 65 Fin de carrera, hay uno por cada caja portafusible.



Fuente: Los Autores.

De dichos fines de carrera se manda una señal que ingresa a la tarjeta electrónica de la de la Figura 64, la cual hace sus respectivos cálculos y algoritmos, para al final y dicho tiempo de disparo de la caja portafusible se ve reflejado en los LCD's 4X20.

Figura 66 LCD's 4x20.



Fuente: Los Autores.

Figura 67 Cajas portafusibles 100 A



Fuente: Los Autores.

En última instancia en la Figura 67 tenemos las 2 cajas portafusibles de 100 A cada una, por las cuales atravesarán la corriente de fuerza ya mencionada. Es muy importante colocar de manera correcta las respectivas tirafusibles dentro del tubo, y al momento de cerrar estos últimos, cerciorarse de que lo esté bien hecho. Para no tener inconvenientes es la pruebas a realizar.

Cuando se esté atravesando la corriente de prueba, hay que mantener una distancia de separación de las cajas portafusibles de aproximadamente de 70 cm., ya que al momento de caer el tubo portafusible, este puede golpear al usuario.

4.2.4 Normas de seguridad con los elementos eléctricos.

- ✓ Antes de manipular los elementos e equipos tome todas las medidas de precaución que el docente el indique.
- ✓ No utilice cables de conexión en mal estado ni de fuerza y ni de control.
- ✓ No manipule los elementos e equipos que le indique el docente.
- ✓ Si observa que algún cable de los dispositivos se encuentra suelto indique inmediatamente al docente.
- ✓ Antes de energizar el banco de pruebas asegúrese que todo este correctamente conectado.
- ✓ No se debe manipular ninguno de los elementos e equipos del banco con las manos mojadas o húmedas.
- ✓ No utilice cables parchados o rotos, ya que podría haber accidentes durante las pruebas.
- ✓ Verifique que las borneras del banco no estén golpeadas, ni rotas y no se encuentre un objeto obstaculizando la entrada de los plus banana.
- ✓ Antes de comenzar a realizar prácticas en el banco de pruebas primero revisar el circuitos de control y fuerza.
- ✓ Si necesita realizar algún cambio a un circuito hágalo desenergizado el centro de carga bajo la supervisión del docente.
- ✓ Si observa que un elemento comienza a salir humo baje los breakers inmediatamente e informar al docente.
- ✓ En caso de falla, se accionan los breakers tanto el del banco de pruebas como el del panel de distribución.
- ✓ Si no entiende la conexión de algún elemento pedir ayuda al docente.

4.2.4 Normas de seguridad dentro del laboratorio.

- ✓ No ingresar alimentos al laboratorio.

- ✓ No ingresar personas que no estén autorizadas por el docente de la materia de protecciones.
- ✓ No manipular equipos dentro del laboratorio si el docente no le autoriza.
- ✓ No desconectar ningún cable del banco de pruebas.

- **Anexos.**

- ✓ Diagrama del conexión del tablero.
- ✓ Catálogos del fabricante de los equipos en este banco de pruebas.

- **Bibliografía utilizada.**

- ✓ CODENSA (2014). *Guía de Seguridad en obra*. Colombia.: Codensa. Recuperado de https://www.codensa.com.co/document/Guia_Seguridad_en_Obra%20julio_2014_APRO_VF.PDF.
- ✓ SCHNEIDER (2014). *Seguridad en instalaciones eléctricas*. Colombia.:RETIE. Recuperado de <http://www.schneider-electric.com.co/documents/eventos/memorias-jornadas-conecta/Seguridad/Seguridad-en-instalaciones-electricas.pdf>

- **Cronograma/calendario.**

- ✓ De acuerdo a la planificación de cada docente.

- **Cuestionario.**

- ✓ ¿Indique que seguridad debe tener con los elementos eléctricos e electromecánicos?
- ✓ ¿Qué elementos eléctricos son más utilizados a nivel de líneas de distribución y explique brevemente su funcionamiento?
- ✓ ¿Indique que se debe hacer si sale humo de uno de los elementos eléctricos e electromecánicos?
- ✓ ¿Por qué no se debe usar cables remendados?

✓ ¿Qué es una descarga eléctrica y explique si esto se puede dar en el laboratorio?

- **Otros.**

Sobre normas de seguridad.

✓ Riesgos eléctricos.

✓ Descargas eléctricas al cuerpo humano y el daño que causa.

Sobre protección de dispositivos eléctricos.

✓ Tipos, características, procedencia y costos para protección de los dispositivos electromecánicos.

Proyecto.

✓ Evaluar y cotizar la instalación de los elementos utilizados en el banco.

4.3 Práctica #2: Comprobación de funcionamiento de elementos del banco.

4.3.1 Datos informativos.

- **Materia:** Protecciones Eléctricas.
- **Práctica:** N° 2.
- **Número de estudiantes:** 20.
- **Nombre docente:** Ing. Roy Santana.
- **Tiempo estimado:** 2 Horas.

4.3.2 Datos de la práctica.

- **Tema:** Comprobación de funcionamiento de elementos del tablero de coordinación de protecciones.
- **Objetivo general.**
 - ✓ Conocer el funcionamiento del banco de pruebas utilizado para realizar las correspondientes prácticas de protecciones eléctricas.
- **Objetivos específicos.**
 - ✓ Identificar los bloques y sus elementos de elementos que forma cada uno de ellos en el banco de pruebas.
 - ✓ Probar e verificar el funcionamiento de cada uno de los elementos que se encuentran en el tablero.
- **MARCO TEÓRICO.**
 - ✓ Funcionamiento de cada dispositivo.
 - ✓ Normas de seguridad de un laboratorio.
 - ✓ Normas de procedimientos para un laboratorio.
 - ✓ Formatos para registro de valores experimentales.

- ✓ Formatos para elaborar y presentar informes de laboratorio.

- **PROCEDIMIENTO.**

- ✓ Revisar y analizar el correspondiente diagrama del banco de coordinación de protecciones eléctricas.
- ✓ Identificar cada uno de los elementos que forman el banco de coordinación de protecciones eléctricas.
- ✓ Verificar el correcto funcionamiento de cada uno de los elementos, Utilizando el correspondiente protocolo de pruebas.
- ✓ Tomar las mediciones indicadas y completar las respectivas tablas de pruebas.
- ✓ Establecer observaciones, comentarios y conclusiones de la práctica.

- **CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO.**

- ✓ Comprobar la operatividad de todos los dispositivos del banco, verificar continuidad en todas las borneras, verificar que no existan cables dañados, verificar que no existan cables sueltos y dispositivos en mal estado para que no se presente una falla en el momento de realizar una práctica de coordinación de protecciones.

- **RECURSOS.**

- ✓ Banco de coordinación de protecciones eléctricas.
- ✓ Instrumentación para: Tensión, Corriente.
- ✓ Formatos para registro de valores experimentales y resultados.
- ✓ Cables de laboratorio.

- **REGISTRO DE RESULTADOS.**

- ✓ Protocolo de operatividad de fuentes de alimentación.
- ✓ Protocolo de operatividad de tomacorriente doble polarizado.
- ✓ Protocolo de operatividad de borneras y conectores.

- ✓ Protocolo de operatividad de cables de pruebas.
- ✓ Protocolo de operatividad de contactores.
- ✓ Protocolo de operatividad de luces pilotos.
- ✓ Protocolo de operatividad de pulsadores.
- ✓ Protocolo de operatividad de estructura mecánica.
- ✓ Protocolo de operatividad de fusibles.
- ✓ Protocolo de operatividad de la clavija.
- ✓ Protocolo de operatividad del transformador.
- ✓ Protocolo de operatividad de breakers
- ✓ Protocolo de operatividad del relé SEL 551.
- ✓ Protocolo de operatividad de medidor de parámetros.
- ✓ Fuente DC 125 V.
- ✓ Tarjeta Cronómetro digital.
- ✓ LCD's.
- ✓ Protocolo de operatividad fusibles.

- **ANEXOS.**

- ✓ Guía de prácticas.
- ✓ Prácticas para el banco.

- **BIBLIOGRAFÍA UTILIZADA.**

- ✓ CODENSA (2014). *Guía de Seguridad en obra*. Colombia.: Codensa. Recuperado de https://www.codensa.com.co/document/Guia_Seguridad_en_Obra%20julio_2014_APRO_VF.PDF.
- ✓ SCHNEIDER (2014). *Seguridad en instalaciones eléctricas*. Colombia.:RETIE. Recuperado de <http://www.schneider-electric.com.co/documents/eventos/memorias-jornadas-conecta/Seguridad/Seguridad-en-instalaciones-electricas.pdf>

- **CRONOGRAMA/CALENDARIO.**

✓ De acuerdo a la planificación de cada docente.

- **CUESTIONARIO.**

✓ ¿Para qué sirven las cajas porta fusible en nivel de distribución?

✓ ¿Para qué sirve el relé SEL 551?

✓ ¿Por qué es importante aprender las diversos tipos de tira fusibles que hay en el mercado?

✓ ¿Conclusiones del banco de coordinación de protecciones eléctricas?

Tabla 6 Prueba de medición del estado real de borneras y Conectores.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
ELEMENTOS / BORNERAS Y CONECTORES / SERIE : AMERICANA						FECHA : 09/03/15
PRUEBA REALIZADA : CONDUCTIVIDAD ELECTRICA Y ESFUERZO MECANICO						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	SOPORTE	1 TUERCA	8%			
2	AISLADOR EXTERNO DE BORNERA	FIJO	7%			
3	AISLADOR DE TERMINAL	FIJO	8%			
4	MACHINADO DE TERMINAL	ACEPTABLE	8%			
5	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 7 Prueba de medición del estado real de caja Porta Fusible 1.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSIÓN						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
ELEMENTOS / CAJA PORTA FUSIBLE 1 / MARCA : HUBELL					FECHA : 09/03/15	
PRUEBA REALIZADA : CONDUCTIVIDAD ELECTRICA Y ESFUERZO MECANICO						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	SOPORTE	3 TUERCAS	8%			
2	AISLADOR EXTERNO DE CAJA PORTA FUSIBLE	FIJO	7%			
3	AISLADOR DE TERMINAL	FIJO	8%			
4	CONECTORES	ACEPTABLE	8%			
5	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO			REALIZADO POR :	
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :			APROBADO POR :	

Fuente: Los Autores

Tabla 8 Prueba de medición del estado real de caja Porta Fusible 2.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
ELEMENTOS / CAJA PORTA FUSIBLE 2 / MARCA : HUBELL					FECHA : 09/03/15	
PRUEBA REALIZADA : CONDUCTIVIDAD ELECTRICA Y ESFUERZO MECANICO						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	SOPORTE	3 TUERCAS	8%			
2	AISLADOR EXTERNO DE CAJA PORTA FUSIBLE	FIJO	7%			
3	AISLADOR DE TERMINAL	FIJO	8%			
4	CONECTORES	ACEPTABLE	8%			
5	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO			REALIZADO POR :	
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :			APROBADO POR :	

Fuente: Los Autores

Tabla 9 Prueba de medición del estado real de barra De Cobre

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
ELEMENTOS / BARRA DE COBRE / SERIE :						FECHA : 09/03/15
PRUEBA REALIZADA : CONDUCTIVIDAD ELECTRICA Y ESFUERZO MECANICO						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	SOPORTE	PERNOS	8%			
2	SOPORTE	TUERCAS	7%			
3	BARNIZ AISLADOR	ACEPTABLE	8%			
4	PERNOS CONECTORES	FIJO	8%			
5	AISLADORES	ACEPTABLE	8%			
6	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 10 Prueba de medición del estado real de los cables de Prueba.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSIÓN						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
ELEMENTOS / CABLES DE PRUEBA / SERIE :					FECHA : 09/03/15	
PRUEBA REALIZADA : CONDUCTIVIDAD ELECTRICA Y CONDICION EXTERNA						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	CONDUCTIVIDAD (OHMS)	0	7%			
2	AISLAMIENTO DE PLUG	ACEPTABLE	10%			
3	AGARRE DEL CABLE	ACEPTABLE	10%			
4	OTROS	ACEPTABLE	10%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 11 Prueba de medición del estado real de contactor 1

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPO / CONTACTOR 1 / SCHNEIDER ELECTRIC / SERIE :					FECHA : 09/03/15	
PRUEBA REALIZADA : PRUEBA DE BOBINAS Y CONTACTOS (CONTINUIDAD)						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	BOBINAS DEL CONTACTOR	120-240V	8%			CORRIENTE A VACIO 0 AMP
2	CONTACTOS DE FUERZA	ACEPTABLE	8%			
3	CONTACTOS AUX NC	ACEPTABLE	8%			
4	CONTACTOS AUX NO	ACEPTABLE	8%			
5	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 12 Prueba de medición del estado real de contactor 2.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPO / CONTACTOR 2 / SIEMENS / SERIE :					FECHA : 09/03/15	
PRUEBA REALIZADA : PRUBA DE BOBINAS Y CONTACTOS (CONTINUIDAD)						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	BOBINAS DEL CONTACTOR	120-240V	8%			CORRIENTE A VACIO 0 AMP
2	CONTACTOS DE FUERZA	ACEPTABLE	8%			
3	CONTACTOS AUX NC	ACEPTABLE	8%			
4	CONTACTOS AUX NO	ACEPTABLE	8%			
5	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 13 Prueba de medición del estado real de contactor 3.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA Tensión						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPO / CONTACTOR 3 / SIEMENS / SERIE :					FECHA : 09/03/15	
PRUEBA REALIZADA : PRUBA DE BOBINAS Y CONTACTOS (CONTINUIDAD)						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	BOBINAS DEL CONTACTOR	120-240V	8%			CORRIENTE A VACIO 0 AMP
2	CONTACTOS DE FUERZA	ACEPTABLE	8%			
3	CONTACTOS AUX NC	ACEPTABLE	8%			
4	CONTACTOS AUX NO	ACEPTABLE	8%			
5	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 14 Prueba de medición del estado real de estructura Mecánica.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPO / ESTRUCTURA MECÁNICA						FECHA : 09/03/15
PRUEBA REALIZADA : NIVELACIÓN CON NIVEL DE BURBUJA Y ACABADO ESTETICO						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	NIVEL HORIZONTAL	ACEPTABLE	7%			
2	NIVEL VERTICAL	ACEPTABLE	7%			
3	PERFIL DE PROTECCIÓN	ACEPTABLE	7%			
4	COBERTURA DE AMORTIGUACIÓN	ACEPTABLE	7%			
5	SOLDADURA	ACEPTABLE	7%			
6	PINTURA	ACEPTABLE	7%			
7	OTROS	ACEPTABLE	7%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DE LA ESTRUCTURA:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 15 Prueba de medición del estado real de clavija.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPOS / CLAVIJA / LEGRAND / SERIE : 555-77					FECHA : 09/03/15	
PRUEBA REALIZADA : VERIFICACION DE LINEAS DE VOLTAJE						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	TOMA FUENTE FIJA	ACEPTABLE	8%			
2	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 16 Prueba de medición del estado real de luz piloto “Encendido.”

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPOS / LUZ PILOTO 1 / CAMSCO / SERIE :					FECHA : 09/03/15	
PRUEBA REALIZADA : ENCENDIDO Y APAGADO						
ITEM	VARIABLE	PATRON/MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	CONTACTO X1	ACEPTABLE	8%			
2	CONTACTO X2	ACEPTABLE	8%			
3	OTROS	120-240V	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:			REALIZADO POR :	
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :			APROBADO POR :	

Fuente: Los Autores

Tabla 17 Prueba de medición del estado real de luz Piloto “Abierto”

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSIÓN						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPOS / LUZ PILOTO 2 / CAMSCO / SERIE :					FECHA : 09/03/15	
PRUEBA REALIZADA : ENCENDIDO Y APAGADO						
ITEM	VARIABLE	PATRON/MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	CONTACTO X1	ACEPTABLE	8%			
2	CONTACTO X2	ACEPTABLE	8%			
3	OTROS	120-240V	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 18 Prueba de medición del estado real de luz Piloto “Cerrado.”

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPOS / LUZ PILOTO 3 / CAMSCO / SERIE :					FECHA : 09/03/15	
PRUEBA REALIZADA : ENCENDIDO Y APAGADO						
ITEM	VARIABLE	PATRON/MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	CONTACTO X1	ACEPTABLE	8%			
2	CONTACTO X2	ACEPTABLE	8%			
3	OTROS	120-240V	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:			REALIZADO POR :	
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :			APROBADO POR :	

Fuente: Los Autores

Tabla 19 Prueba de medición del estado real de transformador de Corriente 30/5.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPO / TC 2000/5 A/ SERIE:					FECHA : 09/03/15	
PRUEBA REALIZADA : TRANSFORMACION DE CORRIENTE 30/5						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	LINEA	ACEPTABLE	8%			
2	S1-K	ACEPTABLE	8%			
3	S2-I	ACEPTABLE	8%			
4	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 20 Prueba de medición del estado real de transformador de Corriente 2000/5.:

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPO / TC 30/5 A / SERIE:					FECHA : 09/03/15	
PRUEBA REALIZADA : TRANSFORMACION DE CORRIENTE 2000/5						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	LINEA	ACEPTABLE	8%			
2	S1-K	ACEPTABLE	8%			
3	S2-I	ACEPTABLE	8%			
4	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:			REALIZADO POR :	
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :			APROBADO POR :	

Fuente: Los Autores

Tabla 21 Prueba de medición del estado real de pulsador PE.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPOS / PULSADOR PE / CAMSCO / SERIE:						FECHA : 09/03/15
PRUEBA REALIZADA : CONTINUIDAD						
ITEM	VARIABLE	PATRON/MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	CONTACTO 1	ACEPTABLE	8%			
2	CONTACTO 2	ACEPTABLE	8%			
3	BOTON EMERGENCIA	ACEPTABLE	8%			
4	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 22 Prueba de medición del estado real de pulsador doble rasante.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPOS / PULSADOR DOBLE RASANTE/ CAMSCO / SERIE:					FECHA : 09/03/15	
PRUEBA REALIZADA : CONTINUIDAD						
ITEM	VARIABLE	PATRON/FLUKE374		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	CONTACTO 1	ACEPTABLE	8%			
2	CONTACTO 2	ACEPTABLE	8%			
3	BOTON ROJO	ACEPTABLE	8%			
4	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 23 Prueba de medición del estado real de pulsador P2.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPOS / PULSADOR P2 / CAMSCO / SERIE:					FECHA : 09/03/15	
PRUEBA REALIZADA : CONTINUIDAD						
ITEM	VARIABLE	PATRON/FLUKE374		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	CONTACTO 1	ACCEPTABLE	8%			
2	CONTACTO 2	ACCEPTABLE	8%			
3	CONTACTO 3	ACCEPTABLE	8%			
4	CONTACTO 4	ACCEPTABLE	8%			
5	BOTON VERDE	ACCEPTABLE	8%			
6	OTROS	ACCEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 24 Prueba de medición del estado real de pulsador P3.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPOS / PULSADOR P3 / CAMSCO / SERIE:					FECHA : 09/03/15	
PRUEBA REALIZADA : CONTINUIDAD						
ITEM	VARIABLE	PATRON/FLUKE374		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	CONTACTO 1	ACCEPTABLE	8%			
2	CONTACTO 2	ACCEPTABLE	8%			
3	CONTACTO 3	ACCEPTABLE	8%			
4	CONTACTO 4	ACCEPTABLE	8%			
5	BOTON ROJO	ACCEPTABLE	8%			
6	OTROS	ACCEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 25 Prueba de medición del estado real de breaker 20A para protección del transformador

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPO / PROTECCIONES / : BREAKER FUERZA 2Ø - 20AMP / SERIE:						FECHA : 09/03/15
PRUEBA REALIZADA : CONINUIDAD						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	LINEA	ACEPTABLE	8%			
2	NEUTRO	ACEPTABLE	8%			
3	TIERRA	ACEPTABLE	8%			
4	OTRO					
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 26 Prueba de medición del estado real de resistencia tipo tiza.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE INSTALACIONES ELECTRICAS						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
ELEMENTOS / PROTECCIONES / : RESISTENCIA / SERIE:					FECHA : 07/08/14	
PRUEBA REALIZADA : CONTINUIDAD						
ITEM	VARIABLE	PATRON / FLUKE 374		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	ENTRADA	ACEPTABLE	8%			
2	SALIDA	ACEPTABLE	8%			
3	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 27 Prueba de medición del estado real de breaker control 2P-32A.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPO / PROTECCIONES / : BREAKER CONTROL 2Ø - 32AMP / SERIE:						FECHA : 09/03/15
PRUEBA REALIZADA : CIERRE Y APERTURA						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	CONTACTOS 1,3	ACEPTABLE	8%			
2	CONTACTOS 2,4	ACEPTABLE	8%			
3	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 28 Prueba de medición del estado real de breaker 2P-20A protección del transformador.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPO / TOMACORRIENTE DOBLE POLARIZADO / SERIE:					FECHA : 09/03/15	
PRUEBA REALIZADA : ENCENDIDO Y APAGADO						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	VOLTAJE	ACEPTABLE	8%			
2	CONEXIONES TRASERAS	ACEPTABLE	8%			
3	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 29 Prueba de medición del estado real de fusible #1- 1A.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE INSTALACIONES ELECTRICAS						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
ELEMENTOS / PROTECCIONES / : FUSIBLE #1 - 1 A / SERIE: CAMSCO RT18-32					FECHA : 07/08/14	
PRUEBA REALIZADA : CONTINUIDAD						
ITEM	VARIABLE	PATRON / FLUKE 374		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	ENTRADA	ACEPTABLE	8%			
2	SALIDA	ACEPTABLE	8%			
3	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 30 Prueba de medición del estado real de fusible #2- 1A

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE INSTALACIONES ELECTRICAS						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
ELEMENTOS / PROTECCIONES / : FUSIBLE #2 - 1 A / SERIE: CAMSCO RT18-32					FECHA : 07/08/14	
PRUEBA REALIZADA : CONTINUIDAD						
ITEM	VARIABLE	PATRON / FLUKE 374		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	ENTRADA	ACEPTABLE	8%			
2	SALIDA	ACEPTABLE	8%			
3	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 31 Prueba de medición del estado real de fusible #3- 1A.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE INSTALACIONES ELECTRICAS						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
ELEMENTOS / PROTECCIONES / : FUSIBLE #3 - 1 A / SERIE: LEGRAND 058 1A					FECHA : 07/08/14	
PRUEBA REALIZADA : CONTINUIDAD						
ITEM	VARIABLE	PATRON / FLUKE 374		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	ENTRADA	ACEPTABLE	8%			
2	SALIDA	ACEPTABLE	8%			
3	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 32 Prueba de medición del estado real de fusible #4- 1A.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE INSTALACIONES ELECTRICAS						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
ELEMENTOS / PROTECCIONES / : FUSIBLE #4 - 1 A / SERIE: LEGRAND 058 1A					FECHA : 07/08/14	
PRUEBA REALIZADA : CONTINUIDAD						
ITEM	VARIABLE	PATRON / FLUKE 374		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	ENTRADA	ACEPTABLE	8%			
2	SALIDA	ACEPTABLE	8%			
3	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 33 Prueba de medición del estado real de final de carrera 1.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPO / FIN DE CARRERA 1 / SERIE :						FECHA : 09/03/15
PRUEBA REALIZADA : CIERRE Y APERTURA DE CONTACTOS (CONTINUIDAD)						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	CONTACTOS NC	ACEPTABLE	8%			
2	CONTACTOS NO	ACEPTABLE	8%			
3	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO :				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 34 Prueba de medición del estado real de final de carrera 2.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPO / FIN DE CARRERA 2 / SERIE :						FECHA : 09/03/15
PRUEBA REALIZADA : CIERRE Y APERTURA DE CONTACTOS (CONTINUIDAD)						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	CONTACTOS NC	ACEPTABLE	8%			
2	CONTACTOS NO	ACEPTABLE	8%			
3	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO :				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 35 Prueba de medición del estado real de medidor de parámetros 1.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPO / MEDIDOR DE PARÁMETROS 1 CAMSCO / SERIE: KM96-3M					FECHA : 09/03/15	
PRUEBA REALIZADA : ENCENDIDO Y APAGADO						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	VOLTAJE	ACEPTABLE	8%			
2	CORRIENTE	ACEPTABLE	8%			
3	FRECUENCIA	ACEPTABLE	8%			
4	CONEXIONES TRASERAS	ACEPTABLE	8%			
5	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 36 Prueba de medición del estado real de medidor de parámetros 2.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPO / MEDIDOR DE PARÁMETROS 2 CAMSCO / SERIE: KM96-3M						FECHA : 09/03/15
PRUEBA REALIZADA : ENCENDIDO Y APAGADO						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	VOLTAJE	ACEPTABLE	8%			
2	CORRIENTE	ACEPTABLE	8%			
3	FRECUENCIA	ACEPTABLE	8%			
4	CONEXIONES TRASERAS	ACEPTABLE	8%			
5	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 37 Prueba de medición del estado real de fuente 125 VDC.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPO / FUENTE DC 125 V / SERIE:						FECHA : 09/03/15
PRUEBA REALIZADA : ENCENDIDO Y APAGADO						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	VOLTAJE	ACEPTABLE	8%			
2	FUSIBLES	ACEPTABLE	8%			
3	INTERRUPTOR 1	ACEPTABLE	8%			
4	INTERRUPTOR 2	ACEPTABLE	8%			
5	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 38 Prueba de medición del estado real de tarjeta de cronómetro digital.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPO / TARJETA CRONÓMETRO DIGITAL / SERIE:						FECHA : 09/03/15
PRUEBA REALIZADA : ENCENDIDO Y APAGADO						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	CONEXIONES	ACEPTABLE	8%			
2	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 39 Prueba de medición del estado real de display 1 LCD's 4x20.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPO / DISPLAY 1 LCD 4x20 / SERIE:						FECHA : 09/03/15
PRUEBA REALIZADA : ENCENDIDO Y APAGADO						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	CONEXIONES BUS DE DATOS	ACEPTABLE	8%			
2	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

Tabla 40 Prueba de medición del estado real de display 2 LCD's 4x20.

						
INGENIERIA ELECTRICA / SEDE GUAYAQUIL / LABORATORIO DE ALTA TENSION						
PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
EQUIPO / DISPLAY 2 LCD 4x20 / SERIE:						FECHA : 09/03/15
PRUEBA REALIZADA : ENCENDIDO Y APAGADO						
ITEM	VARIABLE	PATRON / MULTIMETRO		DIAGNOSTICO		OBSERVACIONES
1	CONEXIONES BUS DE DATOS	ACEPTABLE	8%			
2	OTROS	ACEPTABLE	8%			
RECOMENDACIONES:		PORCENTAJE DE OPERATIVIDAD DEL DISPOSITIVO:				REALIZADO POR :
RESPONSABLE DEL DIAGNOSTICO		RECIBIDO POR :				APROBADO POR :

Fuente: Los Autores

4.4 Práctica #3: Curva de fusión y de despeje de fusible tipo k.

4.4.1. Datos informativos.

- **Materia:** Protecciones Eléctricas.
- **Práctica:** N° 3.
- **Número de estudiantes:** 20
- **Nombre docente:** Ing. Roy Santana.
- **Tiempo estimado:** 2 Horas.

4.4.2. Datos de la práctica.

- **Tema:** Curva de fusión y de despeje de fusible Tipo K.
- **Objetivo general.**
 - ✓ Comprobar prácticamente el funcionamiento de una tirafusible tipo K de 15 KV, a través de su curva de fusión y despeje.
- **Objetivos específicos.**
 - ✓ Identificar los elementos del módulo, que intervendrán en la práctica.
 - ✓ Realizar las conexiones en el tablero, según el esquema indicado en la práctica.
 - ✓ Realizar las mediciones de parámetros eléctricos y de tiempo necesarias para la práctica.
 - ✓ Comparar los resultados teóricos y prácticos.

- **Marco teórico.**

- ✓ Esquema de fuerza y de protección de los elementos de un sistema de distribución.
- ✓ Funcionamiento de tirafusibles tipo k, para media tensión.
- ✓ Programación para bloqueo de disparo de relé SEL 551.

- **Marco procedimental.**

- ✓ Analizar el diagrama eléctrico de acuerdo a la presente práctica.
- ✓ Revisar el diagrama de conexiones de acuerdo a la prueba de la práctica.
- ✓ Antes de energizar el tablero, el CT de 30:5 A debe de estar conectado al medidor de parámetros primario, y no se lo desconectará hasta que se termine totalmente la práctica.
- ✓ Utilizar el módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión e instalar el diagrama de conexiones.
- ✓ Utilizando el correspondiente protocolo de pruebas, tomar las mediciones indicadas y completar la respectiva tabla de pruebas.
- ✓ Bosquejar los puntos obtenidos de las pruebas solicitadas, y compararlos con la curva de la gráfica Corriente VS. Tiempo adjunta.
- ✓ Establecer observaciones, comentarios y conclusiones de la práctica.

- **Recursos utilizados.**

- ✓ Módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión.
- ✓ Variac trifásico 50 A / 0-260 V.
- ✓ Formatos para registro de valores experimentales y resultados.
- ✓ Tirafusibles 25 A/15 KV, tipo K.
- ✓ Cables de laboratorio.

- **Registro de resultados.**

- ✓ Tabla.
- ✓ Cálculos relacionados.
- ✓ Cuestionario de preguntas.
- ✓ Observaciones, comentarios, conclusiones.

- **Anexos.**

- ✓ Diagrama de conexiones.
- ✓ Gráfica Corriente VS. Tiempo, formato LOG-LOG.
- ✓ Tabla para mediciones y resultados.

- **Bibliografía utilizada.**

- ✓ Electrical Distribution-System Protection. Cooper Power Systems.
- ✓ Curvas del fabricante de tirafusibles tipo K.

- **Cronograma/calendario.**

- ✓ De acuerdo a la planificación de cada docente.

- **Cuestionario.**

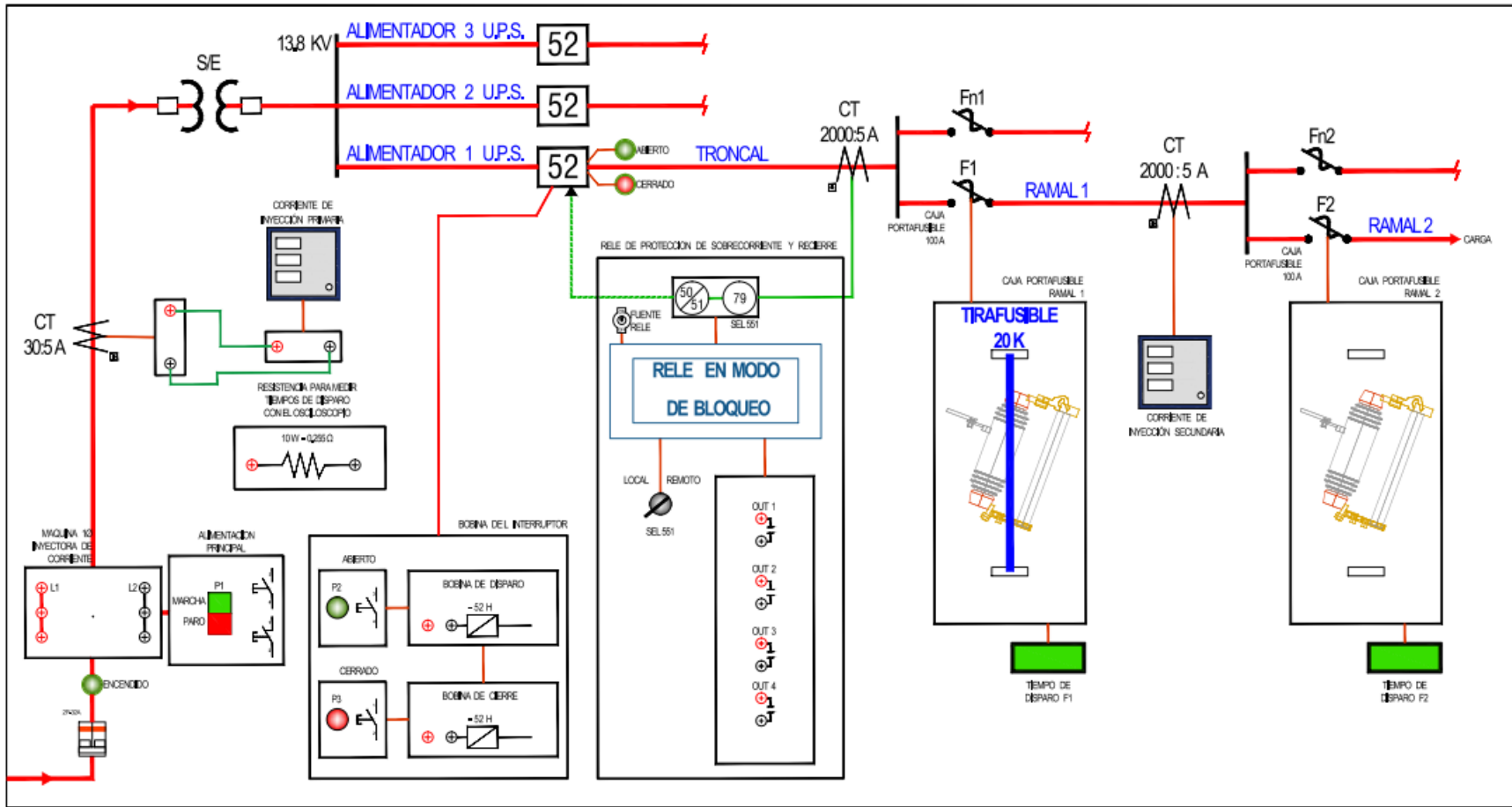
- ✓ ¿Qué es una tirafusible?
- ✓ ¿En qué áreas de los sistemas de distribución están instalados los tirafusibles tipo K?
- ✓ Conclusiones.

- **OTROS.**

- Proyecto.**

- Investigar y comparar curvas de tirafusibles tipo K, de diferentes marcas de fabricantes.

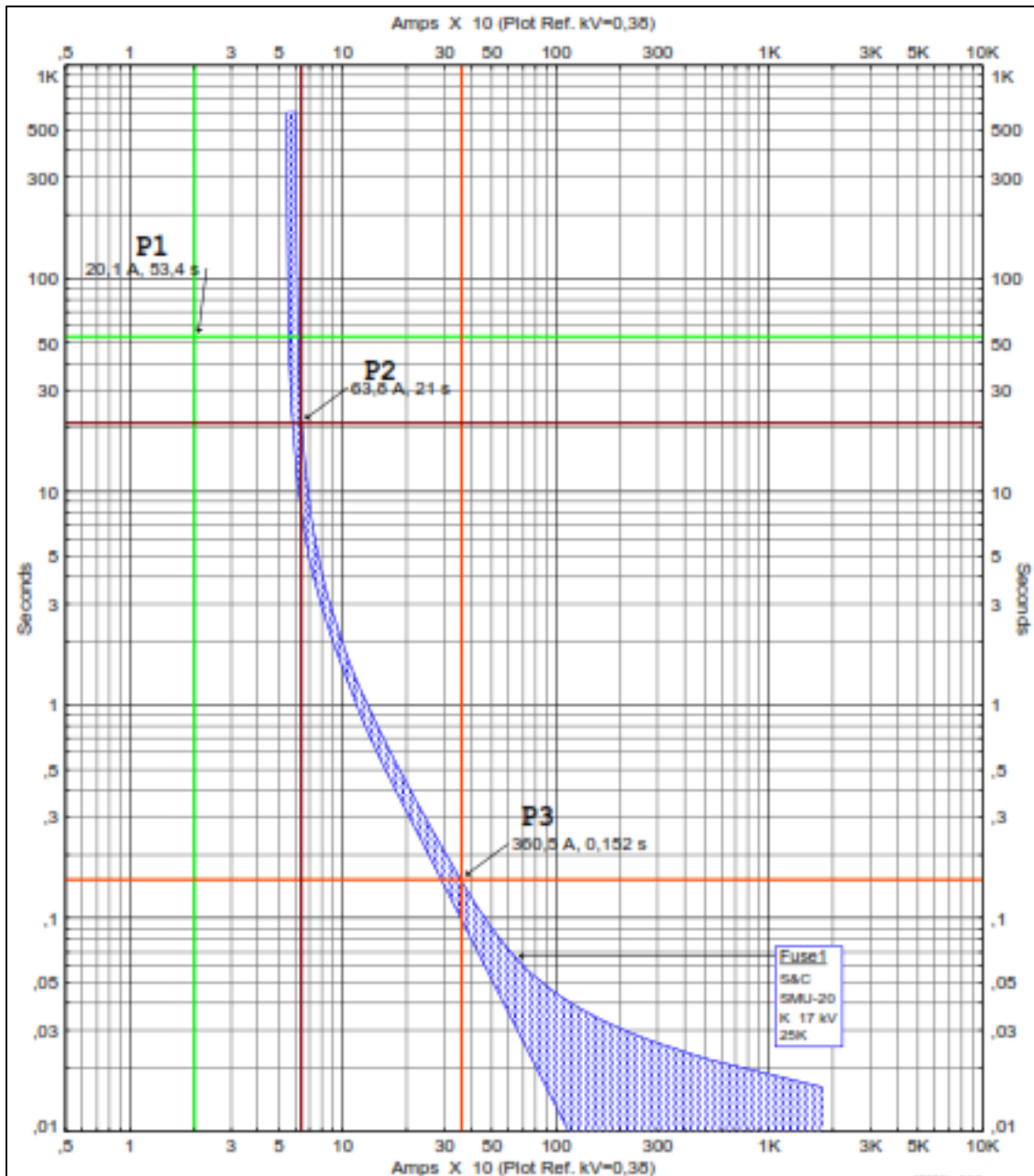
Figura 68 DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA #3



Fuente: Los Autores

CURVA DE TIRAFUSIBLE TIPO K;25A;15 KV: MUESTRA DE MANERA TEÓRICA LA CURVA DE LA TIRAFUSIBLE. LOS PUNTOS P1, P2 Y P3, SON LAS CORRIENTES A INYECTAR. LOS CUALES SE GRAFICARÁN DESPUES DE LAS PRUEBAS RESPECTIVAS.

Figura 69 CURVA DE TIRAFUSIBLE TIPO K;25A;15 KV; PRACTICA #3



Fuente: Los Autores

Tabla 41 Ficha para registro de prueba 1– Práctica 3.

REGISTRO DE LA PRUEBA No. 1:

Curva de fusión y de despeje de fusible Tipo K.		
Tirafusible: [A]	Valor teórico	Valor Práctico
Corriente de inyección (A)	Tiempo total de despeje (s)	Tiempo total de despeje (s)
P1=		
P2=		
P3=		

Fuente: Los Autores.

4.5 Práctica #4: Ajuste de protección 50-51(función sobrecorriente, inverso-instantáneo) protección fase y neutro.

4.5.1. Datos informativos.

- **Materia:** Protecciones eléctricas.
- **Práctica:** N° 4.
- **Número de estudiantes:** 20
- **Nombre docente:** Ing. Roy santana.
- **Tiempo estimado:** 2 horas.

4.5.2. DATOS DE LA PRÁCTICA.

- **Tema:** Ajuste de Protección 50-51 (función Sobrecorriente, inverso-instantáneo) protección fase y neutro.
- **Objetivos generales.**
 - ✓ Conocer el relé SEL 551 así como su interfaz de programación, y familiarizarse con esta.
 - ✓ Comprender y realizar el correcto ajuste de los parámetros solicitados en la práctica, para la función 50-51.
- **Objetivos específicos.**
 - ✓ Identificar los elementos del módulo, que intervendrán en la práctica.
 - ✓ Realizar los ajustes solicitados en la práctica.

- **Marco teórico.**

- ✓ Esquema de fuerza y de protección de los elementos de un sistema de distribución.
- ✓ Funcionamiento de relés de protección.
- ✓ Función 50-51 en relés de protección.

- **Marco procedimental.**

- ✓ Analizar el diagrama eléctrico de acuerdo a la presente práctica.
- ✓ Revisar el diagrama de conexiones de acuerdo a la prueba de la práctica.
- ✓ Antes de energizar el tablero, el CT de 30:5 A debe de estar conectado al medidor de parámetros primario, y no se lo desconectará hasta que se termine totalmente la práctica.
- ✓ Utilizar el módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión e instalar el diagrama de conexiones.
- ✓ Utilizando el correspondiente protocolo de pruebas, tomar las mediciones indicadas.
- ✓ Realizar los ajustes solicitados en el relé SEL 551 y anotarlos en la hoja de ajustes adjunta.
- ✓ Establecer observaciones, comentarios y conclusiones de la práctica.

- **Recursos utilizados.**

- ✓ Módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión.
- ✓ Variac trifásico 50 A / 0-260 V.
- ✓ Formatos para registro de valores experimentales y resultados.

- **Registro de resultados.**

- ✓ Cálculos relacionados.
- ✓ Cuestionario de preguntas.
- ✓ Observaciones, comentarios, conclusiones.

- **Anexos.**

- ✓ Hoja para ajustes de relé SEL 551.
- ✓ Diagrama de conexiones.

- **Bibliografía utilizada.**

- ✓ Electrical Distribution-System Protection. Cooper Power Systems.
- ✓ Manual SEL 551.

- **Cronograma/calendario.**

- ✓ De acuerdo a la planificación de cada docente.

- **Cuestionario.**

- ✓ ¿Cuáles son los criterios de ajuste para la protección 50-51 en los sistemas de distribución de 13,8 KV?
- ✓ Conclusiones.

- **Otros.**

Proyecto.

Investigar en un alimentador una empresa eléctrica local, las características de ajuste de la protección 50-51

Hoja de Ajustes para relé SEL-551.

Relay Settings (SET Command).

Identifier Labels (see Settings Explanations on page 4.18)

Relay Identifier (12 characters)

RID = _____

Terminal Identifier (12 characters)

TID = _____

Current Transformer Ratios (see Settings Explanations on page 4.18)

Phase (IA, IB, IC) Current Transformer Ratio (1–6000) **CTR** = _____

Neutral (IN) Current Transformer Ratio (1–6000) **CTRN** = _____

Minimum Trip Duration Timer (see Figure 3.13)

Min. Trip Duration Time **TDURD** = _____

(0–8000 cycles in 0.125-cycle increments)

Phase Instantaneous Overcurrent Elements 50P1–50P6 (see Figure 3.4)

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50P1P** = _____

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50P2P** = _____

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50P3P** = _____

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50P4P** = _____

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50P5P** = _____

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50P6P** = _____

Single-Phase Instantaneous Overcurrent Elements 50A, 50B, 50C

(see Figure 3.5)

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50ABCP** = _____

Phase Time-Overcurrent Element 51P1T (see Figure 3.9)

Pickup

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **51P1P** = _____

Curve (U1–U5, C1–C5; see Figure 4.1–Figure 4.10) **51P1C** = _____

Time Dial

0.50–15.00 for curves U1–U5

0.05–1.00 for curves C1–C5

51P1TD = _____

Electromechanical Reset (Y, N)

51P1RS = _____

Neutral Ground Instantaneous Overcurrent Elements 50N1, 50N2

(see Figure 3.6)

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) 50N1P= _____

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) 50N2P = _____

Neutral Ground Time-Overcurrent Elements 51N1T (see Figure 3.10)

Pickup

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) 51N1P = _____

Curve (U1–U5, C1–C5; see Figure 4.1–Figure 4.10) 51N1C = _____

Time Dial

0.50–15.00 for curves U1–U5

0.05–1.00 for curves C1–C5 51N1TD = _____

Electromechanical Reset (Y, N) 51N1RS = _____

Residual Ground Instantaneous Overcurrent Elements 50G1, 50G2

(see Figure 3.7)

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50G1P** = _____

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50G2P** = _____

Residual Ground Time-Overcurrent Elements 51G1T (see Figure 3.11)

Pickup

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **51G1P** = _____

Curve (U1–U5, C1–C5; see Figure 4.1–Figure 4.10) **51G1C** = _____

Time Dial

0.50–15.00 for curves U1–U5

0.05–1.00 for curves C1–C5 **51G1TD** = _____

Electromechanical Reset (Y, N) **51G1RS** = _____

Negative-Sequence Instantaneous Overcurrent Elements 50Q1, 50Q2

(see Figure 3.8)

IMPORTANT: See Appendix F: Setting Negative-Sequence Overcurrent Elements for information on setting negative-sequence overcurrent elements.

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50Q1P** = _____

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50Q2P** = _____

Negative-Sequence Time Overcurrent Element 51Q1T (see Figure 3.12)

IMPORTANT: See Appendix F: Setting Negative-Sequence Overcurrent Elements for information on setting negative-sequence overcurrent elements.

Pickup

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **51Q1P** = _____

Curve (U1–U5, C1–C5; see Figure 4.1–Figure 4.10) **51Q1C** = _____

Time Dial

0.50–15.00 for curves U1–U5

0.05–1.00 for curves C1–C5 **51Q1TD** = _____

Electromechanical Reset (Y, N) **51Q1RS** = _____

Negative-Sequence Time Overcurrent Element 51Q2T (see Figure 3.12)

IMPORTANT: See Appendix F: Setting Negative-Sequence Overcurrent Elements for information on setting negative-sequence overcurrent elements.

Pickup

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **51Q2P** = _____

Curve (U1–U5, C1–C5; see Figure 4.1–Figure 4.10) **51Q2C** = _____

Time Dial

0.50–15.00 for curves U1–U5

0.05–1.00 for curves C1–C5 **51Q2TD** = _____

Electromechanical Reset (Y, N) **51Q2RS** = _____

Reclosing Relay Open Interval Timer (see Reclosing Relay on page 3.22)

Open Interval 1 Time **79OI1** = _____

(0–54000 cycles in 0.125 cycle increments)

Open Interval 2 Time **79OI2** = _____

(0–54000 cycles in 0.125 cycle increments)

Open Interval 3 Time **79OI3** = _____

(0–54000 cycles in 0.125 cycle increments)

Open Interval 4 Time **79OI4** = _____

(0–54000 cycles in 0.125 cycle increments)

Reclosing Relay Reset Timer (see Reclosing Relay on page 3.22)

Reset Time from Reclose Cycle **79RSD** = _____

(0–54000 cycles in 0.125 cycle increments)

Reset Time from Lockout **79RSLD** = _____

(0–54000 cycles in 0.125 cycle increments)

Close Failure Timer (see Figure 3.14)

Close Failure Time (0–54000 cycles in 0.125 cycle increments) **CFD** = _____

Demand Ammetering Settings (see Figure 3.24 and Figure 3.26)

Time Constant (5, 10, 15, 30, 60 minutes) **DMTC** = _____

Pickup Range

Phase Pickup

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **PDEMP** = _____

Neutral Ground Pickup—channel IN

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **NDEMP** = _____

Residual Ground Pickup

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **GDEMP** = _____

Negative-Sequence Pickup

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **QDEMP** = _____

SELOGIC® Variable Timers (see Figure 3.21)

SV5 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV5PU** = _____

SV5 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV5DO** = _____

SV6 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV6PU** = _____

SV6 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV6DO** = _____

SV7 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV7PU** = _____

SV7 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV7DO** = _____

SV8 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV8PU** = _____

SV8 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV8DO** = _____

SV9 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV9PU** = _____

SV9 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV9DO** = _____

SV10 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV10PU** = _____

SV10 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV10DO** = _____

SV11 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV11PU** = _____

SV11 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV11DO** = _____

SV12 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV12PU** = _____

SV12 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV12DO** = _____

SV13 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV13PU** = _____

SV13 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV13DO** = _____

SV14 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV14PU** = _____

SV14 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV14DO** = _____

Other System Parameters (see Settings Explanations on page 4.18)

Nominal Frequency (50, 60 Hz) **NFREQ** = _____

Phase Rotation (ABC, ACB) **PHROT** = _____

Date Format (MDY, YMD) **DATE_F** = _____

SELOGIC Control Equation Settings (SET L Command)

SELOGIC® control equations consist of Relay Word Bits (see Table 4.5 and Table 4.6) and SELOGIC operators *(AND), + (OR), ! (NOT), and () (parentheses). See Section 3: Relay

Elements and Logic for SELOGIC control equations details and examples. SELOGIC control equation settings can also be set directly to 1 (logical 1) or 0 (logical 0).

Trip Logic (see Figure 3.13)

Trip Conditions	TR = _____
Unlatch Trip Conditions	ULTR = _____

Torque Control for Time-Overcurrent Elements (see Figure 3.9–Figure 3.12)

NOTE: Torque control equation settings cannot be set directly to logical 0.

Phase Element 51P1T	51P1TC = _____
Phase Element 51P2T	51P2TC = _____
Neutral Ground Element 51N1T	51N1TC = _____
Residual Ground Element 51G1T	51G1TC = _____
Negative-Sequence Element 51Q1T	51Q1TC = _____
Negative-Sequence Element 51Q2T	51Q2TC = _____

Close Logic (see Figure 3.14)

Circuit Breaker Status	52A = _____
Close Conditions (other than automatic reclosing or CLOSE command)	CL = _____
ULCL Unlatch Close Conditions	ULCL = _____

Reclosing Relay (see Reclosing Relay on page 3.22)

Reclose Initiate	79RI = _____
Reclose Initiate Supervision	79RIS = _____
Drive to Lockout	79DTL = _____
Drive to Last Shot	79DLS = _____
Skip Shot	79SKP = _____
Stall Open Interval Timing	79STL = _____
Block Reset Timing	79BRS = _____
Sequence Coordination	79SEQ = _____

Event Report Trigger Conditions (see Standard 15-Cycle Event Reports on page 7.1)

Event Report Trigger Condition 1	ER1 = _____
----------------------------------	-------------

Event Report Trigger Condition 2

ER2 = _____

SELOGIC Variables (see Figure 3.21)

SELOGIC Variable SV1

SV1 = _____

SELOGIC Variable SV2

SV2 = _____

SELOGIC Variable SV3

SV3 = _____

SELOGIC Variable SV4

SV4 = _____

SELOGIC Variable Timer Inputs (see Figure 3.21)

SELOGIC Variable SV5

SV5 = _____

SELOGIC Variable SV6

SV6 = _____

SELOGIC Variable SV7

SV7 = _____

SELOGIC Variable SV8

SV8 = _____

SELOGIC Variable SV9

SV9 = _____

SELOGIC Variable SV10

SV10 = _____

SELOGIC Variable SV11

SV11 = _____

SELOGIC Variable SV12

SV12 = _____

SELOGIC Variable SV13

SV13 = _____

SELOGIC Variable SV14

SV14 = _____

Output Contacts (see Figure 3.23)

Output Contact OUT1

OUT1 = _____

Output Contact OUT2

OUT2 = _____

Output Contact OUT3

OUT3 = _____

Output Contact OUT4

OUT4 = _____

Display Points (see Rotating Default Display on page 6.11)

Display Point DP1

DP1 = _____

Display Point DP2

DP2 = _____

Display Point DP3

DP3 = _____

Display Point DP4

DP4 = _____

Display Point DP5	DP5 = _____
Display Point DP6	DP6 = _____
Display Point DP7	DP7 = _____
Display Point DP8	DP8 = _____

Text Settings (SET T Command)

NOTE: Enter the following characters: 0–9, A–Z, -, /, ., space for each text label setting, subject to the specified character limit. Enter NA to null a label.

Local Bit Labels .

Local Bit LB1 Name (14 characters)	NLB1 = _____
Clear Local Bit LB1 Label (7 characters)	CLB1 = _____
Set Local Bit LB1 Label (7 characters)	SLB1 = _____
Pulse Local Bit LB1 Label (7 characters)	PLB1 = _____
Local Bit LB2 Name (14 characters)	NLB2 = _____
Clear Local Bit LB2 Label (7 characters)	CLB2 = _____
Set Local Bit LB2 Label (7 characters)	SLB2 = _____
Pulse Local Bit LB2 Label (7 characters)	PLB2 = _____
Local Bit LB3 Name (14 characters)	NLB3 = _____
Clear Local Bit LB3 Label (7 characters)	CLB3 = _____
Set Local Bit LB3 Label (7 characters)	SLB3 = _____
Pulse Local Bit LB3 Label (7 characters)	PLB3 = _____
Local Bit LB4 Name (14 characters)	NLB4 = _____
Clear Local Bit LB4 Label (7 characters)	CLB4 = _____
Set Local Bit LB4 Label (7 characters)	SLB4 = _____
Pulse Local Bit LB4 Label (7 characters)	PLB4 = _____
Local Bit LB5 Name (14 characters)	NLB5 = _____
Clear Local Bit LB5 Label (7 characters)	CLB5 = _____

Set Local Bit LB5 Label (7 characters)	SLB5 = _____
Pulse Local Bit LB5 Label (7 characters)	PLB5 = _____
Local Bit LB6 Name (14 characters)	NLB6 = _____
Clear Local Bit LB6 Label (7 characters)	CLB6 = _____
Set Local Bit LB6 Label (7 characters)	SLB6 = _____
Pulse Local Bit LB6 Label (7 characters)	PLB6 = _____
Local Bit LB7 Name (14 characters)	NLB7 = _____
Clear Local Bit LB7 Label (7 characters)	CLB7 = _____
Set Local Bit LB7 Label (7 characters)	SLB7 = _____
Pulse Local Bit LB7 Label (7 characters)	PLB7 = _____
Local Bit LB8 Name (14 characters)	NLB8 = _____
Clear Local Bit LB8 Label (7 characters)	CLB8 = _____
Set Local Bit LB8 Label (7 characters)	SLB8 = _____
Pulse Local Bit LB8 Label (7 characters)	PLB8 = _____

Display Point Labels

Display if DP1 = logical 1 (16 characters)	DP1_1 = _____
Display if DP1 = logical 0 (16 characters)	DP1_0 = _____
Display if DP2 = logical 1 (16 characters)	DP2_1 = _____
Display if DP2 = logical 0 (16 characters)	DP2_0 = _____
Display if DP3 = logical 1 (16 characters)	DP3_1 = _____
Display if DP3 = logical 0 (16 characters)	DP3_0 = _____
Display if DP4 = logical 1 (16 characters)	DP4_1 = _____
Display if DP4 = logical 0 (16 characters)	DP4_0 = _____
Display if DP5 = logical 1 (16 characters)	DP5_1 = _____

Display if DP5 = logical 0 (16 characters)	DP5_0 = _____
Display if DP6 = logical 1 (16 characters)	DP6_1 = _____
Display if DP6 = logical 0 (16 characters)	DP6_0 = _____
Display if DP7 = logical 1 (16 characters)	DP7_1 = _____
Display if DP7 = logical 0 (16 characters)	DP7_0 = _____
Display if DP8 = logical 1 (16 characters)	DP8_1 = _____
Display if DP8 = logical 0 (16 characters)	DP8_0 = _____

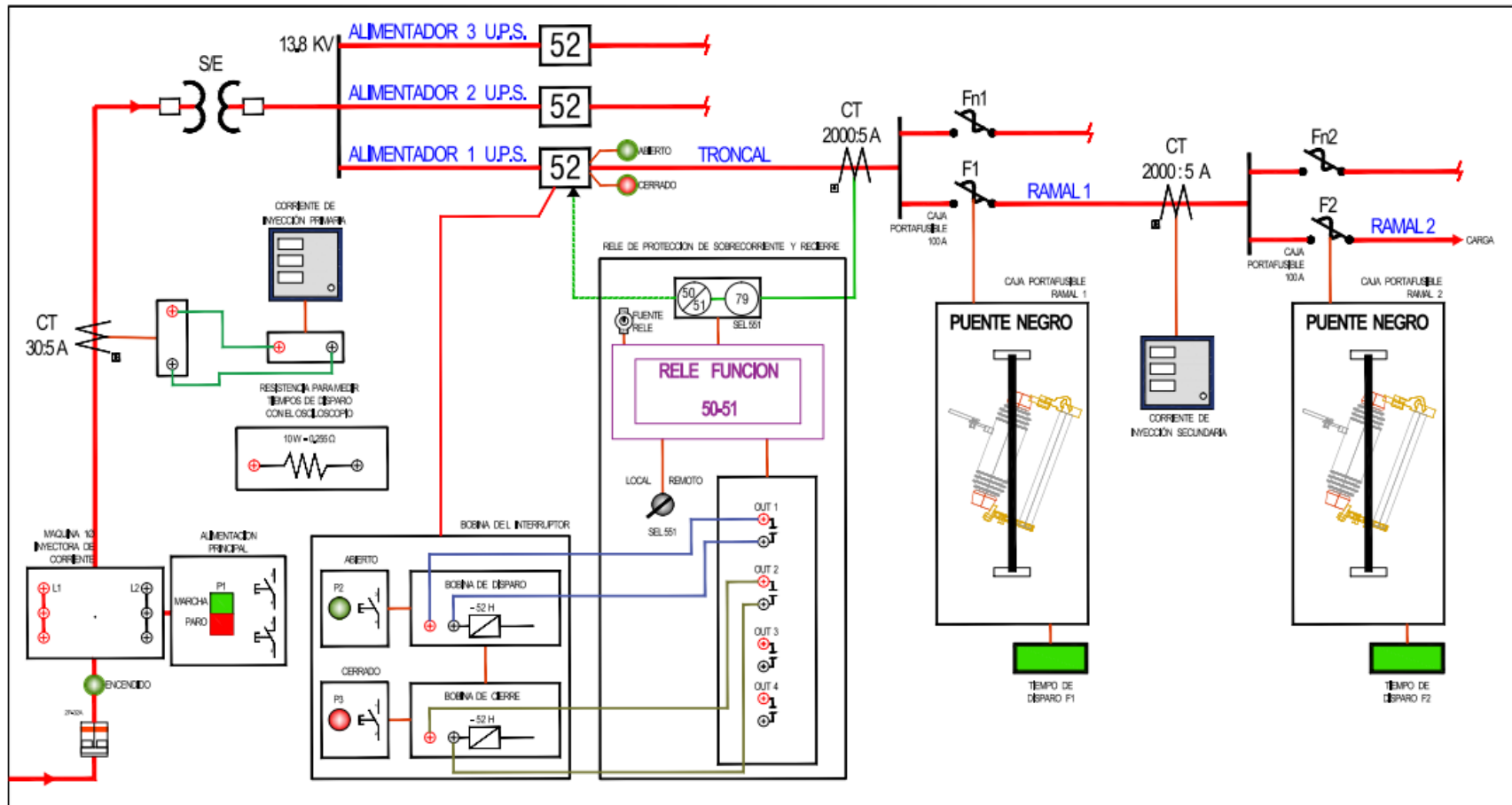
Reclosing Relay Labels (see Functions Unique to the Front-Panel Interface on page 6.4)

Reclosing Relay Last Shot Label (14 char.)	79LL = _____
Reclosing Relay Shot Counter Label (14 char.)	79SL = _____

Fuente: Manual SEL 551

DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA#4: COMO SE USARÁ SOLO EL RELÉ PARA AJUSTE DE PROTECCIÓN 50-51, SE COLOCARAN PUENTES NEGRO EN LOS TUBOS PORTAFUSIBLES PARA DICHO OBJETIVO.

Figura 70 DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA#4



Fuente: Los Autores

4.6 Práctica # 5: Curva de coordinación 50-51 (protección fase y neutro)-fusible.

4.6.1. Datos informativos.

- **Materia:** Protecciones eléctricas.
- **Práctica:** N° 5.
- **Número de estudiantes:** 20
- **Nombre docente:** Ing. Roy santana.
- **Tiempo estimado:** 2 horas.

4.6.2. Datos de la práctica.

- **Tema:** Coordinación de 50-51 ((PROTECCIÓN FASE Y NEUTRO)-Fusible.
- **Objetivo general.**
 - ✓ Bajo los conocimientos adquiridos en las prácticas anteriores, y el respectivo marco teórico; realizar la coordinación entre fusible y reconectador.
- **Objetivos específicos.**
 - ✓ Identificar los elementos del módulo, que intervendrán en la práctica.
 - ✓ Realizar las conexiones en el tablero, según el esquema indicado en la práctica.
 - ✓ Realizar las mediciones de parámetros eléctricos y de tiempo necesarias para la práctica.
 - ✓ Aprovechar los ajustes de la protección 50-51 de la práctica pasada en el relé SEL 551.
 - ✓ Comparar los resultados teóricos y prácticos.

- **Marco teórico.**

- ✓ Esquema de fuerza y de protección de los elementos de un sistema de distribución.
- ✓ Funcionamiento de tirafusibles tipo K, para media tensión.
- ✓ Funcionamiento de relés de protección.
- ✓ Función 50-51 en relés de protección.

- **Marco procedimental.**

- ✓ Analizar el diagrama eléctrico de acuerdo a la presente práctica.
- ✓ Revisar el diagrama de conexiones de acuerdo a la prueba de la práctica.
- ✓ Antes de energizar el tablero, el CT de 30:5 A debe de estar conectado al medidor de parámetros primario, y no se lo desconectará hasta que se termine totalmente la práctica.
- ✓ Utilizar el módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión e instalar el diagrama de conexiones.
- ✓ Utilizando el correspondiente protocolo de pruebas, tomar las mediciones indicadas y completar la respectiva tabla de pruebas.
- ✓ Bosquejar los puntos obtenidos de las pruebas solicitadas para el fusible tipo K, y compararlos con la curva de la gráfica Corriente VS. Tiempo adjunta.
- ✓ Bosquejar la curva de la función 50-51ajustada, según su fórmula (revisar la fórmula en el manual SEL-551).
- ✓ Bosquejar la curva de la función 50-51 según los valores obtenidos en las pruebas solicitadas, según las corrientes de inyección.
- ✓ Establecer observaciones, comentarios y conclusiones de la práctica.

- **Recursos utilizados.**

- ✓ Módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión.
- ✓ Variac trifásico 50 A / 0-260 V.
- ✓ Formatos para registro de valores experimentales y resultados.

- ✓ Tirafusibles 25 A/15 KV, tipo K.
- ✓ Cables de laboratorio.

- **Registro de resultados.**
 - ✓ Tabla.
 - ✓ Cálculos relacionados.
 - ✓ Cuestionario de preguntas.
 - ✓ Observaciones, comentarios, conclusiones.

- **Anexos.**
 - ✓ Diagrama de conexiones.
 - ✓ Gráfica Corriente VS. Tiempo, formato LOG-LOG.
 - ✓ Tabla para mediciones y resultados.

- **Bibliografía utilizada.**
 - ✓ Electrical Distribution-System Protection. Cooper Power Systems.
 - ✓ Manual SEL 551.

- **Cronograma/calendario.**
 - ✓ De acuerdo a la planificación de cada docente.

- **Cuestionario.**
 - ✓ ¿Cuáles son las aplicaciones de la coordinación de fusible-reconector en los sistemas de distribución?
 - ✓ Conclusiones.

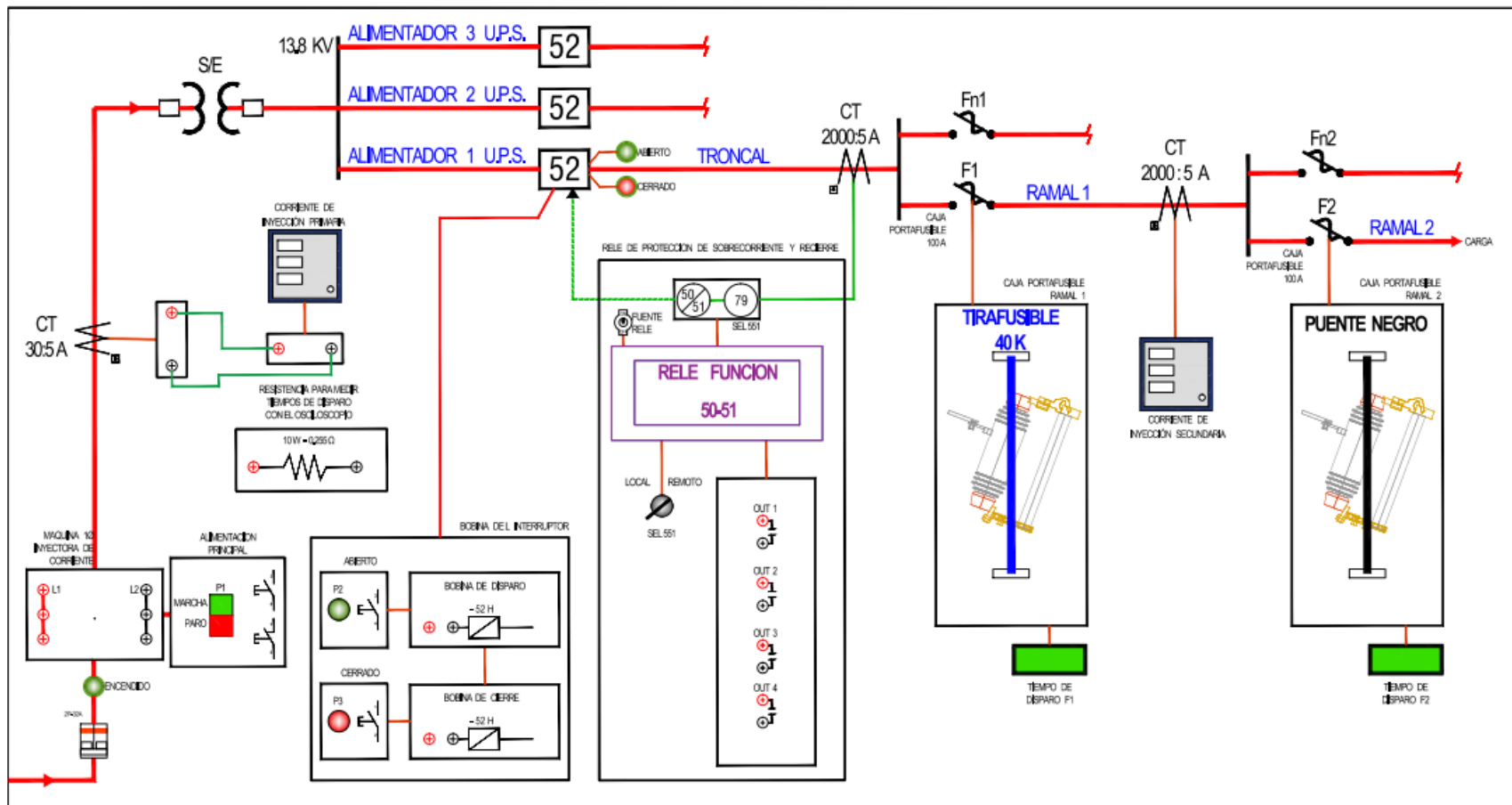
- **Otros.**

Proyecto.

Investigar en una empresa eléctrica local, las características de una aplicación de coordinación 50-51-fusible(tipo k).

DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA #5: SE COLOCARÁN LAS TIRAFUSIBLE INDICADA EN LA FIGURA, SE REALIZARAN LOS AJUSTES COMO RECONECTADOR Y SE INYECTARÁN LAS RESPECTIVAS CORRIENTES DE PRUEBA, INDICADAS EN LA CURVA CORRIENTE VS. TIEMPO.

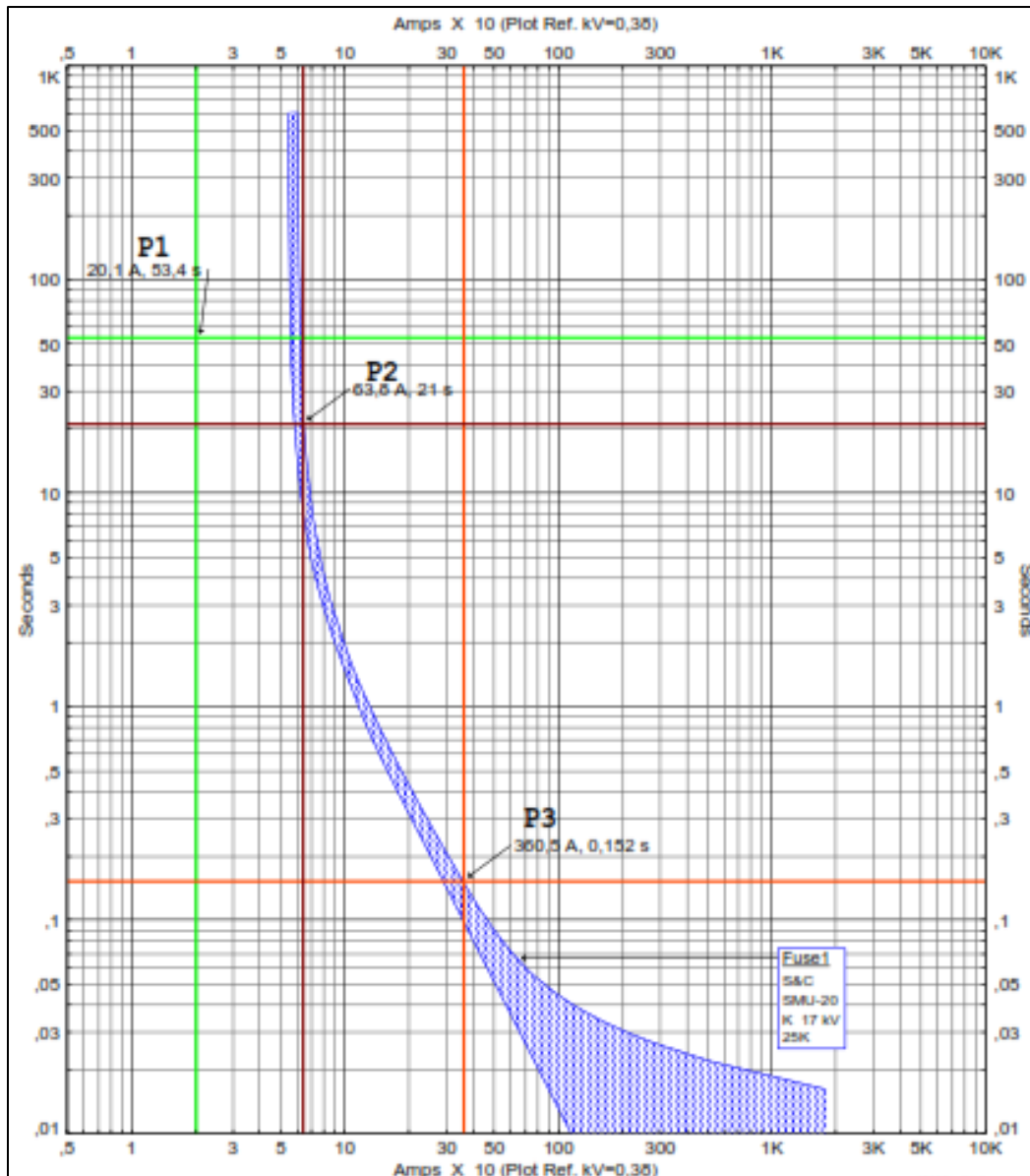
Figura 71 DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA #5



Fuente: Los Autores

CURVA DE TIRAFUSIBLE TIPO K;25A;15 KV: MUESTRA DE MANERA TEÓRICA LA CURVA DE LA TIRAFUSIBLE. LOS PUNTOS P1, P2 Y P3, SON LAS CORRIENTES DE A INYECTAR. LOS CUALES SE GRAFICARÁN DESPUES DE LAS PRUEBAS RESPECTIVAS. ADICIONALMENTE A PARTIR DE LOS AJUSTES APLICADOS PARA LA FUNCIÓN DE 50-51, SE BOSQUEJARÁ LA CURVA DEL MISMO, A PARTIR DE SU CURVA CARÁCTERÍSTICA.

Figura 72 CURVA DE TIRAFUSIBLE TIPO K;25A;15 KV; PRACTICA #5



Fuente: Los Autores

Tabla 42 Ficha para registro de prueba 1– Práctica 5.

REGISTRO DE LA PRUEBA No. 1:		
Curva de fusión y de despeje de fusible Tipo K.		
Tirafusible: [A]	Valor teórico	Valor Práctico
Corriente de inyección (A)	Tiempo total de despeje (s)	Tiempo total de despeje (s)
P1=		
P2=		
P3=		

Fuente: Los Autores.

4.7 Práctica #6: Curva de coordinación fusible-fusible tipo k.

4.7.1. Datos informativos.

- **Materia:** protecciones eléctricas.
- **Práctica:** n° 6.
- **Número de estudiantes:** 20
- **Nombre docente:** ing. Roy santana.
- **Tiempo estimado:** 2 horas.

4.7.2. Datos de la práctica.

- **Tema:** Curva de Coordinación Fusible-Fusible Tipo K.
- **Objetivo general.**
 - ✓ Comprobar prácticamente la coordinación de tirafusibles tipo K de 15 KV, a través de su curva de fusión y despeje.
- **Objetivos específicos.**
 - ✓ Identificar los elementos del módulo, que intervendrán en la práctica.
 - ✓ Realizar las conexiones en el tablero, según el esquema indicado en la práctica.
 - ✓ Realizar las mediciones de parámetros eléctricos y de tiempo necesarias para la práctica.
 - ✓ Comparar los resultados teóricos y prácticos.

- **Marco teórico.**

- ✓ Esquema de fuerza y de protección de los elementos de un sistema de distribución.
- ✓ Funcionamiento de tirafusibles tipo K, para media tensión.
- ✓ Programación para bloqueo de disparo de relé SEL 551.

- **Marco procedimental.**

- ✓ Analizar el diagrama eléctrico de acuerdo a la presente práctica.
- ✓ Revisar el diagrama de conexiones de acuerdo a la prueba de la práctica.
- ✓ Antes de energizar el tablero, el CT de 30:5 A debe de estar conectado al medidor de parámetros primario, y no se lo desconectará hasta que se termine totalmente la práctica.
- ✓ Utilizar el módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión e instalar el diagrama de conexiones.
- ✓ Utilizando el correspondiente protocolo de pruebas, tomar las mediciones indicadas y completar la respectiva tabla de pruebas.
- ✓ Bosquejar los puntos obtenidos de las pruebas solicitadas, y compararlos con la curva de la gráfica Corriente VS. Tiempo adjunta.
- ✓ Establecer observaciones, comentarios y conclusiones de la práctica.

- **Recursos utilizados.**

- ✓ Módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión.
- ✓ Variac trifásico 50 A / 0-260 V.
- ✓ Formatos para registro de valores experimentales y resultados.
- ✓ Tirafusibles 25 y 40 A /15 KV, tipo K.
- ✓ Cables de laboratorio.

- **Registro de resultados.**

- ✓ Tabla.
- ✓ Cálculos relacionados.
- ✓ Cuestionario de preguntas.
- ✓ Observaciones, comentarios, conclusiones.

- **Anexos.**

- ✓ Diagrama de conexiones.
- ✓ Gráfica Corriente VS. Tiempo, formato LOG-LOG.
- ✓ Tabla para mediciones y resultados.

- **Bibliografía utilizada.**

- ✓ Electrical Distribution-System Protection. Cooper Power Systems.
- ✓ Curvas del fabricante de tirafusibles tipo K.

- **Cronograma/calendario.**

- ✓ De acuerdo a la planificación de cada docente.

- **CUESTIONARIO.**

- ✓ ¿Cite aplicaciones reales de coordinación de tirafusibles tipo K en los sistemas de distribución?
- ✓ ¿Cuáles son los efectos al realizar de manera incorrecta la coordinación de tirafusibles tipo K?
- ✓ Conclusiones.

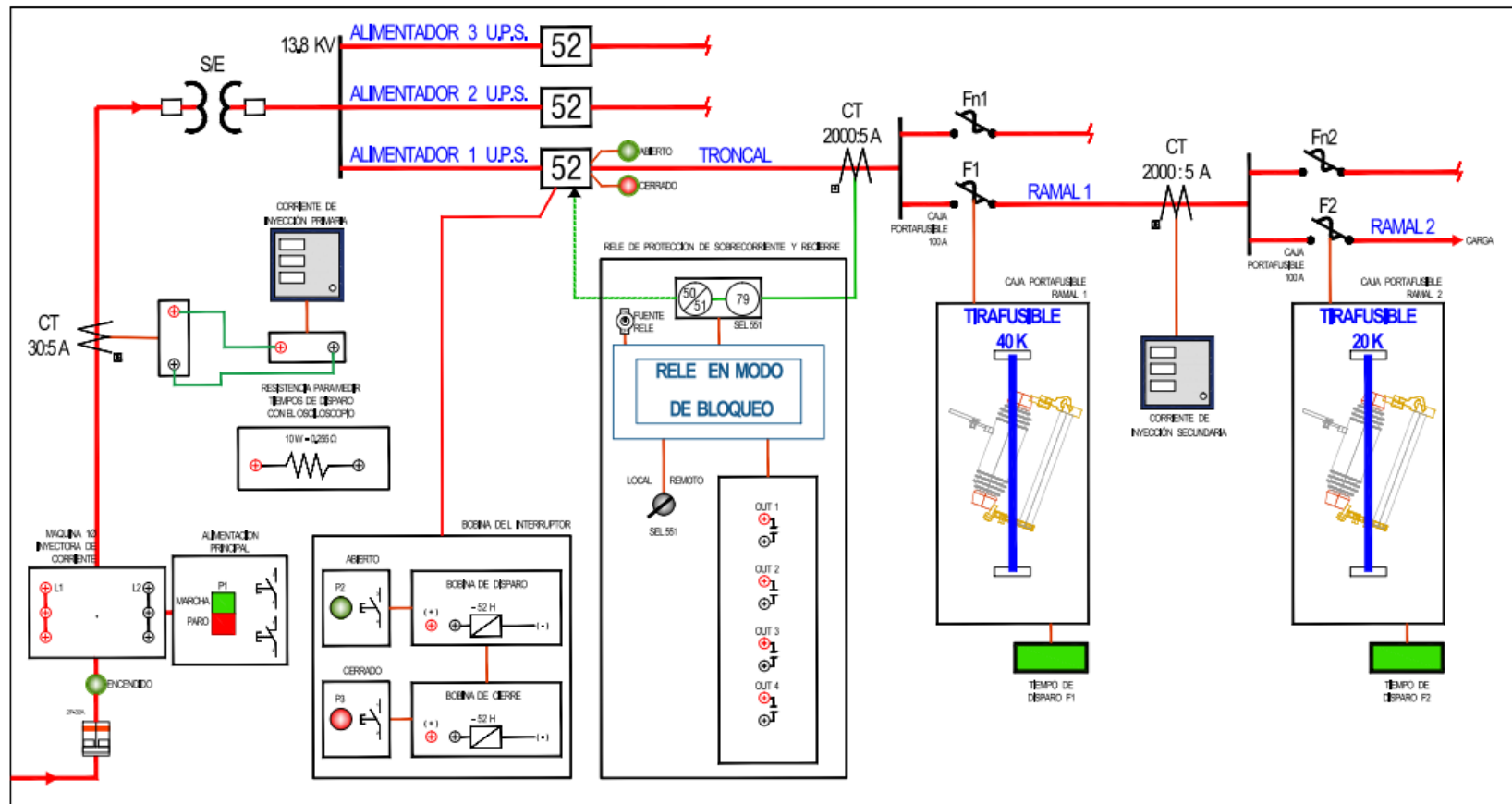
- **OTROS.**

Proyecto.

Investigar las características de las tirafusibles usadas en una coordinación fusible-fusible tipo K, en un empresa eléctrica elegida en Guayaquil.

DIAGRAMA DE CONEXIONES (PARTE 1): SE COLOCARÁN LAS TIRAFUSIBLES INDICADAS EN LA FIGURA, Y SE INYECTARÁN LAS RESPECTIVAS CORRIENTES DE PRUEBA, INDICADAS EN LA CURVA CORRIENTE VS. TIEMPO.

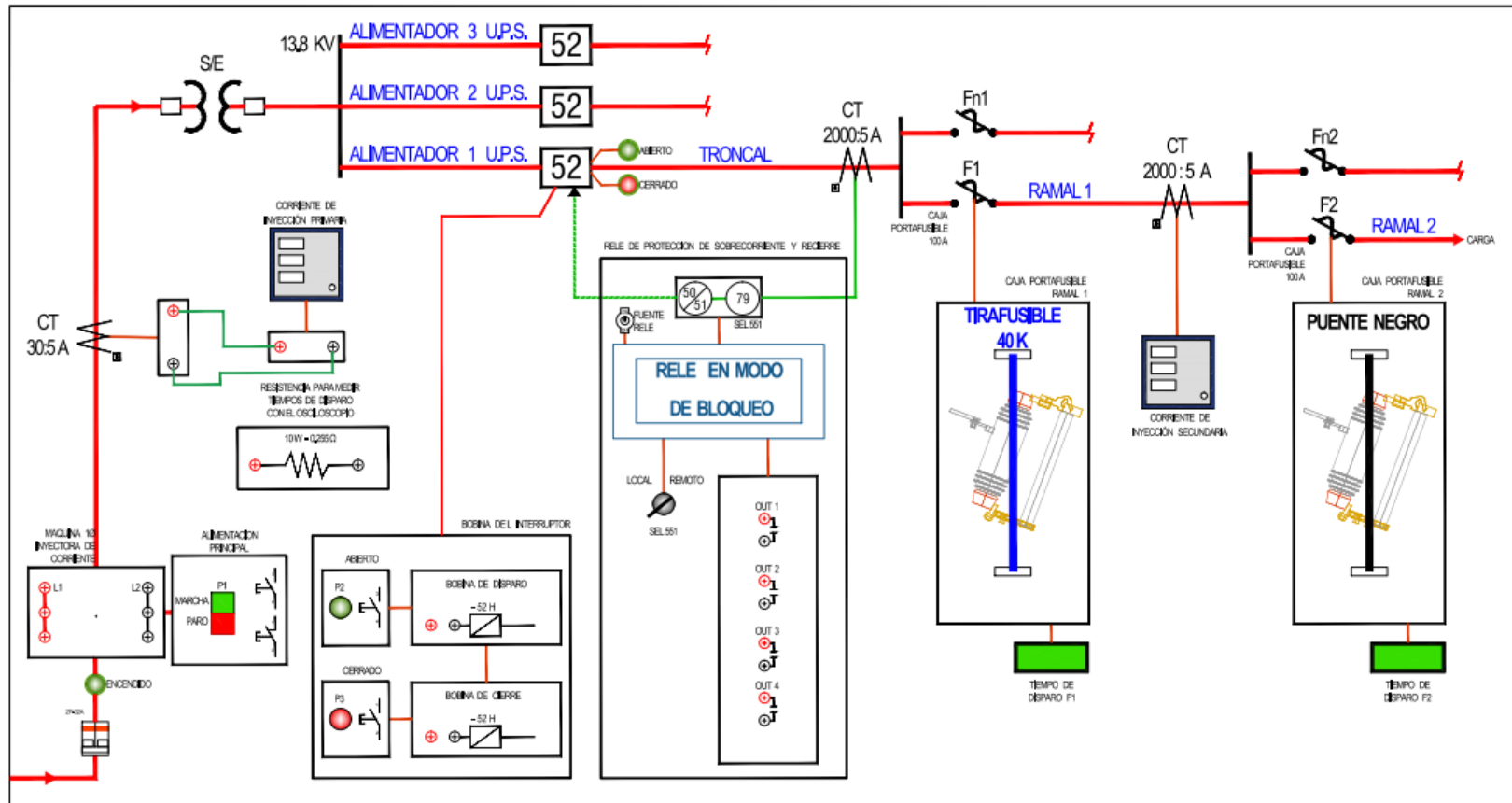
Figura 73 DIAGRAMA DE CONEXIONES (PARTE 1) PRACTICA#6



Fuente: Los Autores

DIAGRAMA DE CONEXIONES (PARTE 2): QUEMADA LA TIRAFUSIBLE DE 20 A, SE LE CONECTARÁ A ESTA UN “PUENTE NEGRO”, PARA QUE ATRAVIESE CORRIENTE POR LA DE 40 A, Y SE COMPLETE LA INYECCIÓN DE LAS CORRIENTES DE PRUEBAS RESTANTES A ESTA ULTIMA.

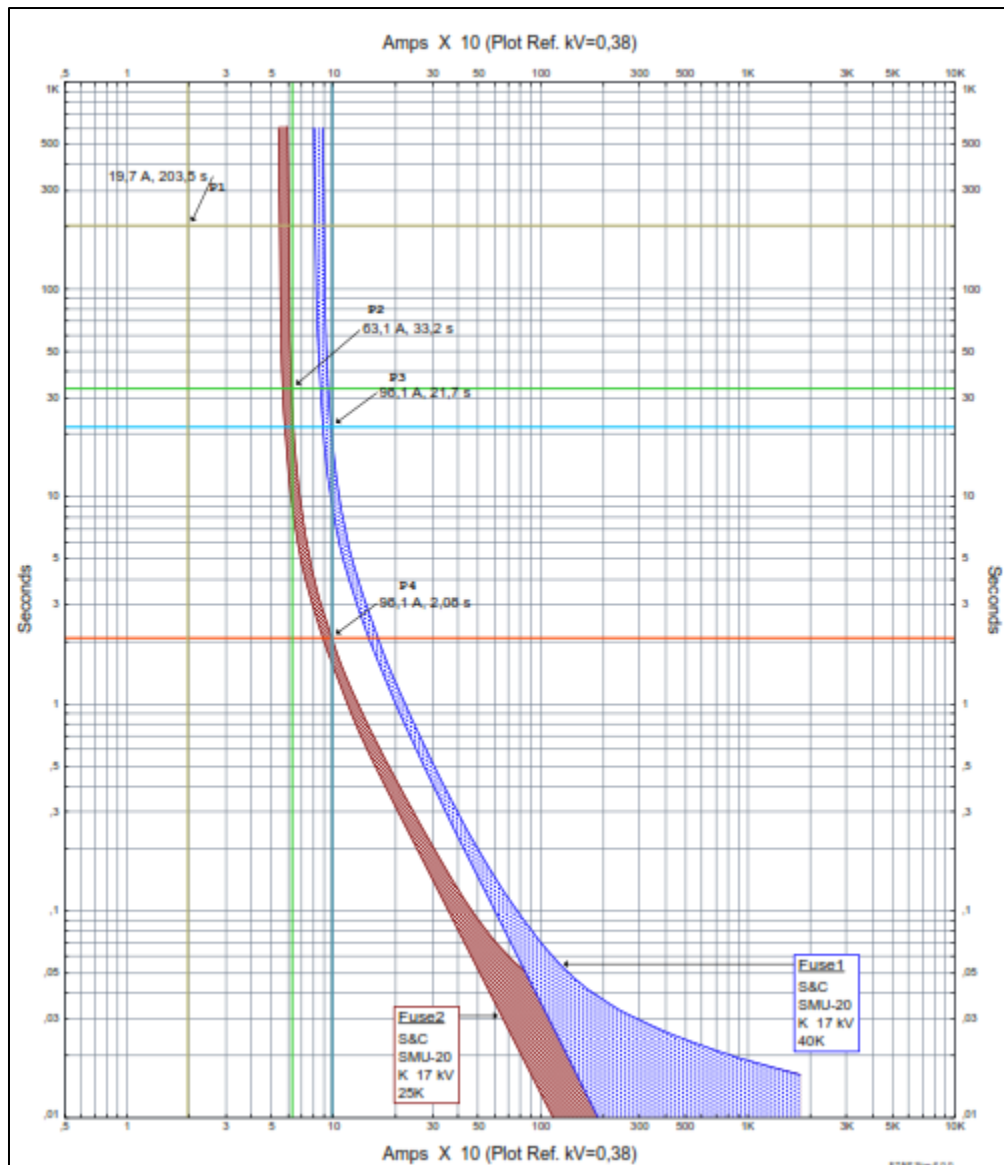
Figura 74 DIAGRAMA DE CONEXIONES (PARTE 2) PRACTICA#6



Fuente: Los Autores

CURVA DE COORDINACIÓN ENTRE TIRAFUSIBLES DE 40 Y 25 A TIPO K;20;15 KV: MUESTRA DE MANERA TEÓRICA LAS CURVAS DE LAS TIRAFUSIBLES MENCIONADAS. LOS PUNTOS P1, P2 P3 Y P4, SON LAS CORRIENTES A INECTAR. LOS CUALES SE GRAFICARÁN DESPUES DE LAS PRUEBAS RESPECTIVAS.

Figura 75 CURVA DE COORDINACIÓN ENTRE TIRAFUSIBLES DE 40 Y 25 A TIPO K;20;15 KV
PRACTICA#6



Fuente: Los Autores

Tabla 43 Ficha para registro de prueba 1– Práctica 6.

REGISTRO DE LA PRUEBA No. 1:						
Coordinación Fusible-Fusible Tipo K.						
	Tirafusible: ____ [A]		Tirafusible: ____ [A]			
	Valor teórico	Valor Práctico	Valor teórico	Valor Práctico	Δt coordinación	
Corriente de inyección (A)	Tiempo total de despeje (s)	Tiempo total de despeje (s)	Tiempo total de despeje (s)	Tiempo total de despeje (s)	Valor teórico	Valor Práctico
P1=					-	-
P2=					-	-
P3=					-	-
P4=					-	-
Δt COORDINACION	-	-	-	-		

Fuente: Los Autores.

4.8 Práctica #7: Ajuste de protección de función 79 (función reconectador).

4.8.1. Datos informativos.

- **Materia:** Protecciones eléctricas.
- **Práctica:** N° 7.
- **Número de estudiantes:** 20
- **Nombre docente:** Ing. Roy santana.
- **Tiempo estimado:** 2 horas.

4.8.2. Datos de la práctica.

- **Tema:** Ajuste de Protección de función 79 (función Reconectador).
- **Objetivo general.**
 - ✓ Comprender y realizar el correcto ajuste de los parámetros solicitados en la práctica, para la función 79 (reconectador).
- **Objetivos específicos.**
 - ✓ Identificar los elementos del módulo, que intervendrán en la práctica.
 - ✓ Realizar los ajustes solicitados en la práctica.
 - ✓ Tabular los ajustes ya mencionados.
- **Marco teórico.**
 - ✓ Esquema de fuerza y de protección de los elementos de un sistema de distribución.

- ✓ Funcionamiento de relés de protección.
- ✓ Función 79 en relés de protección.

- **Marco procedimental.**

- ✓ Analizar el diagrama eléctrico de acuerdo a la presente práctica.
- ✓ Revisar el diagrama de conexiones de acuerdo a la prueba de la práctica.
- ✓ Antes de energizar el tablero, el CT de 30:5 A debe de estar conectado al medidor de parámetros primario, y no se lo desconectará hasta que se termine totalmente la práctica.
- ✓ Utilizar el módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión e instalar el diagrama de conexiones.
- ✓ Utilizando el correspondiente protocolo de pruebas, tomar las mediciones indicadas.
- ✓ Realizar los ajustes solicitados en el relé SEL 551 y anotarlos en la hoja de ajustes adjunta.
- ✓ Establecer observaciones, comentarios y conclusiones de la práctica.

- **Recursos utilizados.**

- ✓ Módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión.
- ✓ Variac trifásico 50 A / 0-260 V.
- ✓ Formatos para registro de valores experimentales y resultados.

- **Registro de resultados.**

- ✓ Cálculos relacionados.
- ✓ Cuestionario de preguntas.
- ✓ Observaciones, comentarios, conclusiones.

- **Anexos.**

- ✓ Diagrama de conexiones.
- ✓ Hoja de ajustes relé SEL 551.

- **Bibliografía utilizada.**

- ✓ Electrical Distribution-System Protection. Cooper Power Systems.
- ✓ Manual SEL 551.

- **Cronograma/calendario.**

- ✓ De acuerdo a la planificación de cada docente.

- **Cuestionario.**

- ✓ ¿Cuáles es la principal función del reconectador en un sistema de distribución?
- ✓ Conclusiones.

- **Otros.**

Proyecto.

Investigar sobre los reconectores de accionamiento magnético.

Hoja de Ajustes para relé SEL-551.

Relay Settings (SET Command).

Identifier Labels (see Settings Explanations on page 4.18)

Relay Identifier (12 characters)

RID = _____

Terminal Identifier (12 characters)

TID = _____

Current Transformer Ratios (see Settings Explanations on page 4.18)

Phase (IA, IB, IC) Current Transformer Ratio (1–6000) **CTR** = _____

Neutral (IN) Current Transformer Ratio (1–6000) **CTRN** = _____

Minimum Trip Duration Timer (see Figure 3.13)

Min. Trip Duration Time **TDURD** = _____

(0–8000 cycles in 0.125-cycle increments)

Phase Instantaneous Overcurrent Elements 50P1–50P6 (see Figure 3.4)

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50P1P** = _____

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50P2P** = _____

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50P3P** = _____

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50P4P** = _____

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50P5P** = _____

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50P6P** = _____

Single-Phase Instantaneous Overcurrent Elements 50A, 50B, 50C

(see Figure 3.5)

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50ABCP** = _____

Phase Time-Overcurrent Element 51P1T (see Figure 3.9)

Pickup

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **51P1P** = _____

Curve (U1–U5, C1–C5; see Figure 4.1–Figure 4.10) **51P1C** = _____

Time Dial

0.50–15.00 for curves U1–U5

0.05–1.00 for curves C1–C5

51P1TD = _____

Electromechanical Reset (Y, N)

51P1RS = _____

Neutral Ground Instantaneous Overcurrent Elements 50N1, 50N2

(see Figure 3.6)

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) 50N1P= _____

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) 50N2P = _____

Neutral Ground Time-Overcurrent Elements 51N1T (see Figure 3.10)

Pickup

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) 51N1P = _____

Curve (U1–U5, C1–C5; see Figure 4.1–Figure 4.10) 51N1C = _____

Time Dial

0.50–15.00 for curves U1–U5

0.05–1.00 for curves C1–C5

51N1TD = _____

Electromechanical Reset (Y, N)

51N1RS = _____

Residual Ground Instantaneous Overcurrent Elements 50G1, 50G2

(see Figure 3.7)

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50G1P** = _____

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50G2P** = _____

Residual Ground Time-Overcurrent Elements 51G1T (see Figure 3.11)

Pickup

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **51G1P** = _____

Curve (U1–U5, C1–C5; see Figure 4.1–Figure 4.10) **51G1C** = _____

Time Dial

0.50–15.00 for curves U1–U5

0.05–1.00 for curves C1–C5 **51G1TD** = _____

Electromechanical Reset (Y, N) **51G1RS** = _____

Negative-Sequence Instantaneous Overcurrent Elements 50Q1, 50Q2

(see Figure 3.8)

IMPORTANT: See Appendix F: Setting Negative-Sequence Overcurrent Elements for information on setting negative-sequence overcurrent elements.

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50Q1P** = _____

Pickup

(OFF, 0.5–80.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–16.0 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **50Q2P** = _____

Negative-Sequence Time Overcurrent Element 51Q1T (see Figure 3.12)

IMPORTANT: See Appendix F: Setting Negative-Sequence Overcurrent Elements for information on setting negative-sequence overcurrent elements.

Pickup

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **51Q1P** = _____

Curve (U1–U5, C1–C5; see Figure 4.1–Figure 4.10) **51Q1C** = _____

Time Dial

0.50–15.00 for curves U1–U5

0.05–1.00 for curves C1–C5 **51Q1TD** = _____

Electromechanical Reset (Y, N) **51Q1RS** = _____

Negative-Sequence Time Overcurrent Element 51Q2T (see Figure 3.12)

IMPORTANT: See Appendix F: Setting Negative-Sequence Overcurrent Elements for information on setting negative-sequence overcurrent elements.

Pickup

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **51Q2P** = _____

Curve (U1–U5, C1–C5; see Figure 4.1–Figure 4.10) **51Q2C** = _____

Time Dial

0.50–15.00 for curves U1–U5

0.05–1.00 for curves C1–C5 **51Q2TD** = _____

Electromechanical Reset (Y, N) **51Q2RS** = _____

Reclosing Relay Open Interval Timer (see Reclosing Relay on page 3.22)

Open Interval 1 Time **79OI1** = _____

(0–54000 cycles in 0.125 cycle increments)

Open Interval 2 Time **79OI2** = _____

(0–54000 cycles in 0.125 cycle increments)

Open Interval 3 Time **79OI3** = _____

(0–54000 cycles in 0.125 cycle increments)

Open Interval 4 Time **79OI4** = _____

(0–54000 cycles in 0.125 cycle increments)

Reclosing Relay Reset Timer (see Reclosing Relay on page 3.22)

Reset Time from Reclose Cycle **79RSD** = _____

(0–54000 cycles in 0.125 cycle increments)

Reset Time from Lockout **79RSLD** = _____

(0–54000 cycles in 0.125 cycle increments)

Close Failure Timer (see Figure 3.14)

Close Failure Time (0–54000 cycles in 0.125 cycle increments) **CFD** = _____

Demand Ammetering Settings (see Figure 3.24 and Figure 3.26)

Time Constant (5, 10, 15, 30, 60 minutes) **DMTC** = _____

Pickup Range

Phase Pickup

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **PDEMP** = _____

Neutral Ground Pickup—channel IN

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **NDEMP** = _____

Residual Ground Pickup

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **GDEMP** = _____

Negative-Sequence Pickup

(OFF, 0.5–16.0 A in 0.1 A increments) (5 A nominal)

(OFF, 0.1–3.2 A in 0.1 A increments) (1 A nominal) **QDEMP** = _____

SELOGIC® Variable Timers (see Figure 3.21)

SV5 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV5PU** = _____

SV5 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV5DO** = _____

SV6 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV6PU** = _____

SV6 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV6DO** = _____

SV7 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV7PU** = _____

SV7 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV7DO** = _____

SV8 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV8PU** = _____

SV8 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV8DO** = _____

SV9 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV9PU** = _____

SV9 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV9DO** = _____

SV10 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV10PU** = _____

SV10 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV10DO** = _____

SV11 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV11PU** = _____

SV11 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV11DO** = _____

SV12 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV12PU** = _____

SV12 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV12DO** = _____

SV13 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV13PU** = _____

SV13 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV13DO** = _____

SV14 Pickup Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV14PU** = _____

SV14 Dropout Time (0–54000.000 cycles in 0.125-cycle steps) **SV14DO** = _____

Other System Parameters (see Settings Explanations on page 4.18)

Nominal Frequency (50, 60 Hz) **NFREQ** = _____

Phase Rotation (ABC, ACB) **PHROT** = _____

Date Format (MDY, YMD) **DATE_F** = _____

SELOGIC Control Equation Settings (SET L Command)

SELOGIC® control equations consist of Relay Word Bits (see Table 4.5 and Table 4.6) and SELOGIC operators *(AND), + (OR), ! (NOT), and () (parentheses). See Section 3:

Relay Elements and Logic for SELOGIC control equations details and examples.
SELOGIC control equation settings can also be set directly to 1 (logical 1) or 0 (logical 0).

Trip Logic (see Figure 3.13)

Trip Conditions	TR = _____
Unlatch Trip Conditions	ULTR = _____

Torque Control for Time-Overcurrent Elements (see Figure 3.9–Figure 3.12)

NOTE: Torque control equation settings cannot be set directly to logical 0.

Phase Element 51P1T	51P1TC = _____
Phase Element 51P2T	51P2TC = _____
Neutral Ground Element 51N1T	51N1TC = _____
Residual Ground Element 51G1T	51G1TC = _____
Negative-Sequence Element 51Q1T	51Q1TC = _____
Negative-Sequence Element 51Q2T	51Q2TC = _____

Close Logic (see Figure 3.14)

Circuit Breaker Status	52A = _____
Close Conditions	CL = _____
(other than automatic reclosing or CLOSE command)	
ULCL Unlatch Close Conditions	ULCL = _____

Reclosing Relay (see Reclosing Relay on page 3.22)

Reclose Initiate	79RI = _____
Reclose Initiate Supervision	79RIS = _____
Drive to Lockout	79DTL = _____
Drive to Last Shot	79DLS = _____
Skip Shot	79SKP = _____
Stall Open Interval Timing	79STL = _____
Block Reset Timing	79BRS = _____
Sequence Coordination	79SEQ = _____

Event Report Trigger Conditions (see Standard 15-Cycle Event Reports on page 7.1)

Event Report Trigger Condition 1	ER1 = _____
Event Report Trigger Condition 2	ER2 = _____

SELOGIC Variables (see Figure 3.21)

SELOGIC Variable SV1	SV1 = _____
SELOGIC Variable SV2	SV2 = _____
SELOGIC Variable SV3	SV3 = _____
SELOGIC Variable SV4	SV4 = _____

SELOGIC Variable Timer Inputs (see Figure 3.21)

SELOGIC Variable SV5	SV5 = _____
SELOGIC Variable SV6	SV6 = _____
SELOGIC Variable SV7	SV7 = _____
SELOGIC Variable SV8	SV8 = _____
SELOGIC Variable SV9	SV9 = _____
SELOGIC Variable SV10	SV10 = _____
SELOGIC Variable SV11	SV11 = _____
SELOGIC Variable SV12	SV12 = _____
SELOGIC Variable SV13	SV13 = _____
SELOGIC Variable SV14	SV14 = _____

Output Contacts (see Figure 3.23)

Output Contact OUT1	OUT1 = _____
Output Contact OUT2	OUT2 = _____
Output Contact OUT3	OUT3 = _____
Output Contact OUT4	OUT4 = _____

Display Points (see Rotating Default Display on page 6.11)

Display Point DP1	DP1 = _____
-------------------	-------------

Display Point DP2	DP2 = _____
-------------------	-------------

Display Point DP3	DP3 = _____
-------------------	-------------

Display Point DP4	DP4 = _____
Display Point DP5	DP5 = _____
Display Point DP6	DP6 = _____
Display Point DP7	DP7 = _____
Display Point DP8	DP8 = _____

Text Settings (SET T Command)

NOTE: Enter the following characters: 0–9, A–Z, -, /, ., space for each text label setting, subject to the specified character limit. Enter NA to null a label.

Local Bit Labels .

Local Bit LB1 Name (14 characters)	NLB1 = _____
Clear Local Bit LB1 Label (7 characters)	CLB1 = _____
Set Local Bit LB1 Label (7 characters)	SLB1 = _____
Pulse Local Bit LB1 Label (7 characters)	PLB1 = _____
Local Bit LB2 Name (14 characters)	NLB2 = _____
Clear Local Bit LB2 Label (7 characters)	CLB2 = _____
Set Local Bit LB2 Label (7 characters)	SLB2 = _____
Pulse Local Bit LB2 Label (7 characters)	PLB2 = _____
Local Bit LB3 Name (14 characters)	NLB3 = _____
Clear Local Bit LB3 Label (7 characters)	CLB3 = _____
Set Local Bit LB3 Label (7 characters)	SLB3 = _____
Pulse Local Bit LB3 Label (7 characters)	PLB3 = _____
Local Bit LB4 Name (14 characters)	NLB4 = _____
Clear Local Bit LB4 Label (7 characters)	CLB4 = _____
Set Local Bit LB4 Label (7 characters)	SLB4 = _____
Pulse Local Bit LB4 Label (7 characters)	PLB4 = _____
Local Bit LB5 Name (14 characters)	NLB5 = _____

Clear Local Bit LB5 Label (7 characters)	CLB5 = _____
Set Local Bit LB5 Label (7 characters)	SLB5 = _____
Pulse Local Bit LB5 Label (7 characters)	PLB5 = _____
Local Bit LB6 Name (14 characters)	NLB6 = _____
Clear Local Bit LB6 Label (7 characters)	CLB6 = _____
Set Local Bit LB6 Label (7 characters)	SLB6 = _____
Pulse Local Bit LB6 Label (7 characters)	PLB6 = _____
Local Bit LB7 Name (14 characters)	NLB7 = _____
Clear Local Bit LB7 Label (7 characters)	CLB7 = _____
Set Local Bit LB7 Label (7 characters)	SLB7 = _____
Pulse Local Bit LB7 Label (7 characters)	PLB7 = _____
Local Bit LB8 Name (14 characters)	NLB8 = _____
Clear Local Bit LB8 Label (7 characters)	CLB8 = _____
Set Local Bit LB8 Label (7 characters)	SLB8 = _____
Pulse Local Bit LB8 Label (7 characters)	PLB8 = _____

Display Point Labels

Display if DP1 = logical 1 (16 characters)	DP1_1 = _____
Display if DP1 = logical 0 (16 characters)	DP1_0 = _____
Display if DP2 = logical 1 (16 characters)	DP2_1 = _____
Display if DP2 = logical 0 (16 characters)	DP2_0 = _____
Display if DP3 = logical 1 (16 characters)	DP3_1 = _____
Display if DP3 = logical 0 (16 characters)	DP3_0 = _____
Display if DP4 = logical 1 (16 characters)	DP4_1 = _____
Display if DP4 = logical 0 (16 characters)	DP4_0 = _____

Display if DP5 = logical 1 (16 characters)	DP5_1 = _____
Display if DP5 = logical 0 (16 characters)	DP5_0 = _____
Display if DP6 = logical 1 (16 characters)	DP6_1 = _____
Display if DP6 = logical 0 (16 characters)	DP6_0 = _____
Display if DP7 = logical 1 (16 characters)	DP7_1 = _____
Display if DP7 = logical 0 (16 characters)	DP7_0 = _____
Display if DP8 = logical 1 (16 characters)	DP8_1 = _____
Display if DP8 = logical 0 (16 characters)	DP8_0 = _____

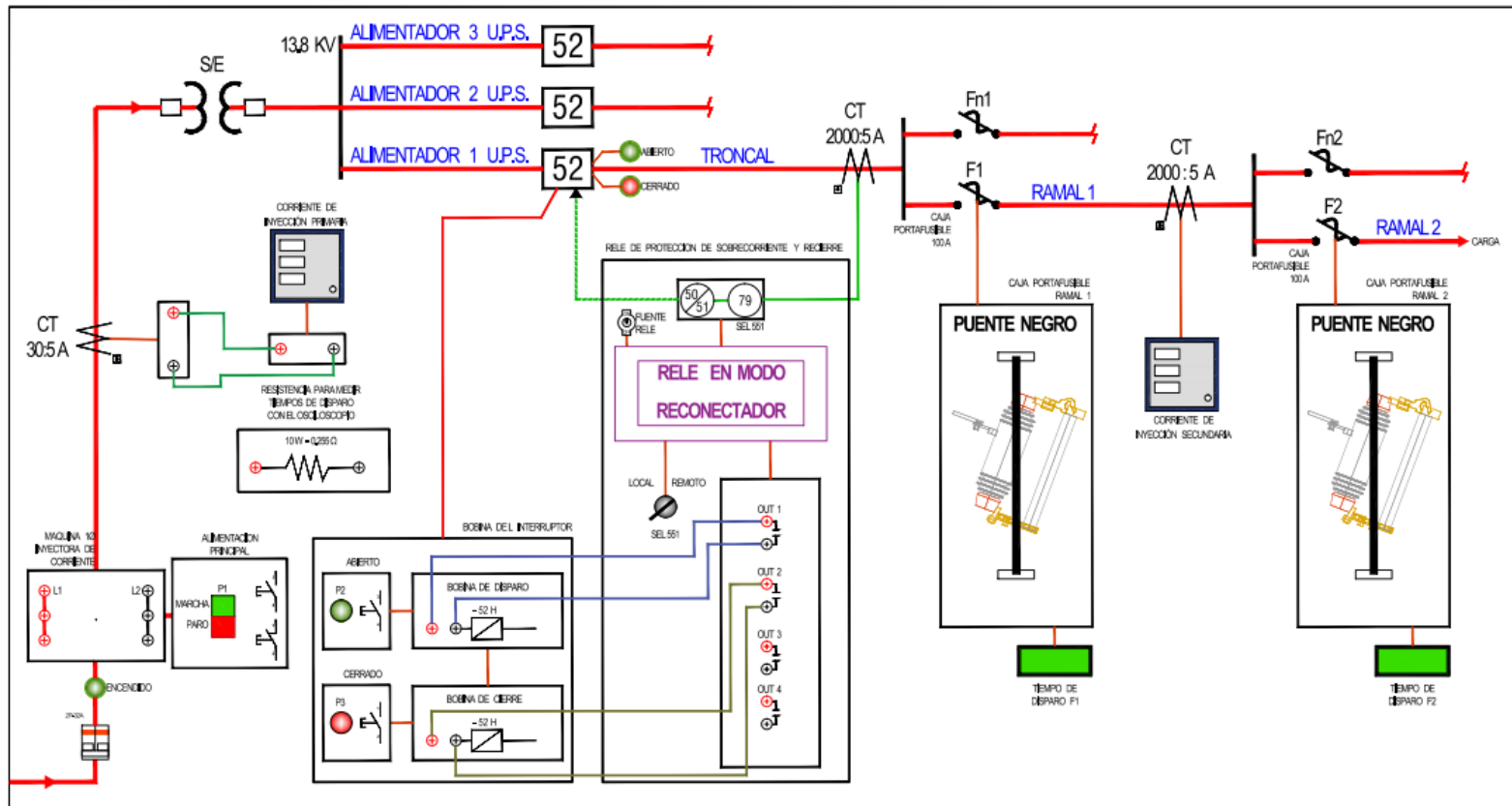
Reclosing Relay Labels (see Functions Unique to the Front-Panel Interface on page 6.4)

Reclosing Relay Last Shot Label (14 char.)	79LL = _____
Reclosing Relay Shot Counter Label (14 char.)	79SL = _____

Fuente: Los Autores

DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA #7: COMO SE USARÁ SOLO EL RELÉ PARA AJUSTE DE PROTECCIÓN DEL RECONECTADOR, SE COLOCARAN PUENTES NEGRO EN LOS TUBOS PORTAFUSIBLES PARA DICHO OBJETIVO.

Figura 76 DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA #7



Fuente: Los Autores

4.9 Práctica # 8: Curva de coordinación reconectador- fusible.

4.9.1. DATOS INFORMATIVOS.

- **Materia:** Protecciones eléctricas.
- **Práctica:** N° 8.
- **Número de estudiantes:** 20
- **Nombre docente:** Ing. Roy santana.
- **Tiempo estimado:** 2 horas.

4.9.2. Datos de la práctica.

- **Tema:** Curva de Coordinación de Reconectador- Fusible.
- **Objetivo general.**
 - ✓ Bajo los conocimientos adquiridos en las prácticas anteriores, y el respectivo marco teórico; realizar la coordinación entre fusible y reconectador.
- **Objetivos específicos.**
 - ✓ Identificar los elementos del módulo, que intervendrán en la práctica.
 - ✓ Realizar las conexiones en el tablero, según el esquema indicado en la práctica.
 - ✓ Realizar las mediciones de parámetros eléctricos y de tiempo necesarias para la práctica.
 - ✓ Realizar los ajustes para la función de reconectador de fase en el relé SEL 551.
 - ✓ Comparar los resultados teóricos y prácticos.

- **Marco teórico.**

- ✓ Esquema de fuerza y de protección de los elementos de un sistema de distribución.
- ✓ Funcionamiento de tirafusibles tipo K, para media tensión.
- ✓ Programación reconector relé SEL 551.
- ✓ Funcionamiento de relés de protección.
- ✓ Función 79 en relés de protección.

- **Marco procedimental.**

- ✓ Analizar el diagrama eléctrico de acuerdo a la presente práctica.
- ✓ Revisar el diagrama de conexiones de acuerdo a la prueba de la práctica.
- ✓ Antes de energizar el tablero, el CT de 30:5 A debe de estar conectado al medidor de parámetros primario, y no se lo desconectará hasta que se termine totalmente la práctica.
- ✓ Utilizar el módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión e instalar el diagrama de conexiones.
- ✓ Utilizando el correspondiente protocolo de pruebas, tomar las mediciones indicadas y completar la respectiva tabla de pruebas.
- ✓ Bosquejar los puntos obtenidos de las pruebas solicitadas, y compararlos con la curva de la gráfica Corriente VS. Tiempo adjunta.
- ✓ Bosquejar la curva del recloser según sus ajustes aplicados, los cuales están en la tabla 2.
- ✓ Establecer observaciones, comentarios y conclusiones de la práctica.

- **Recursos utilizados.**

- ✓ Módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión.
- ✓ Variac trifásico 50 A / 0-260 V.
- ✓ Formatos para registro de valores experimentales y resultados.
- ✓ Tirafusibles 40 A/15 KV, tipo K.

- ✓ Cables de laboratorio.
- **Registro de resultados.**
 - ✓ Tabla.
 - ✓ Cálculos relacionados.
 - ✓ Cuestionario de preguntas.
 - ✓ Observaciones, comentarios, conclusiones.
- **Anexos.**
 - ✓ Diagrama de conexiones.
 - ✓ Gráfica Corriente VS. Tiempo, formato LOG-LOG.
 - ✓ Tabla para mediciones y resultados.
- **Bibliografía utilizada.**
 - ✓ Electrical Distribution-System Protection. Cooper Power Systems.
 - ✓ Manual SEL 551.
- **Cronograma/calendario.**
 - ✓ De acuerdo a la planificación de cada docente.
- **Cuestionario.**
 - ✓ ¿Cuáles son las aplicaciones de la coordinación de fusible-reconector en los sistemas de distribución?
 - ✓ Conclusiones.

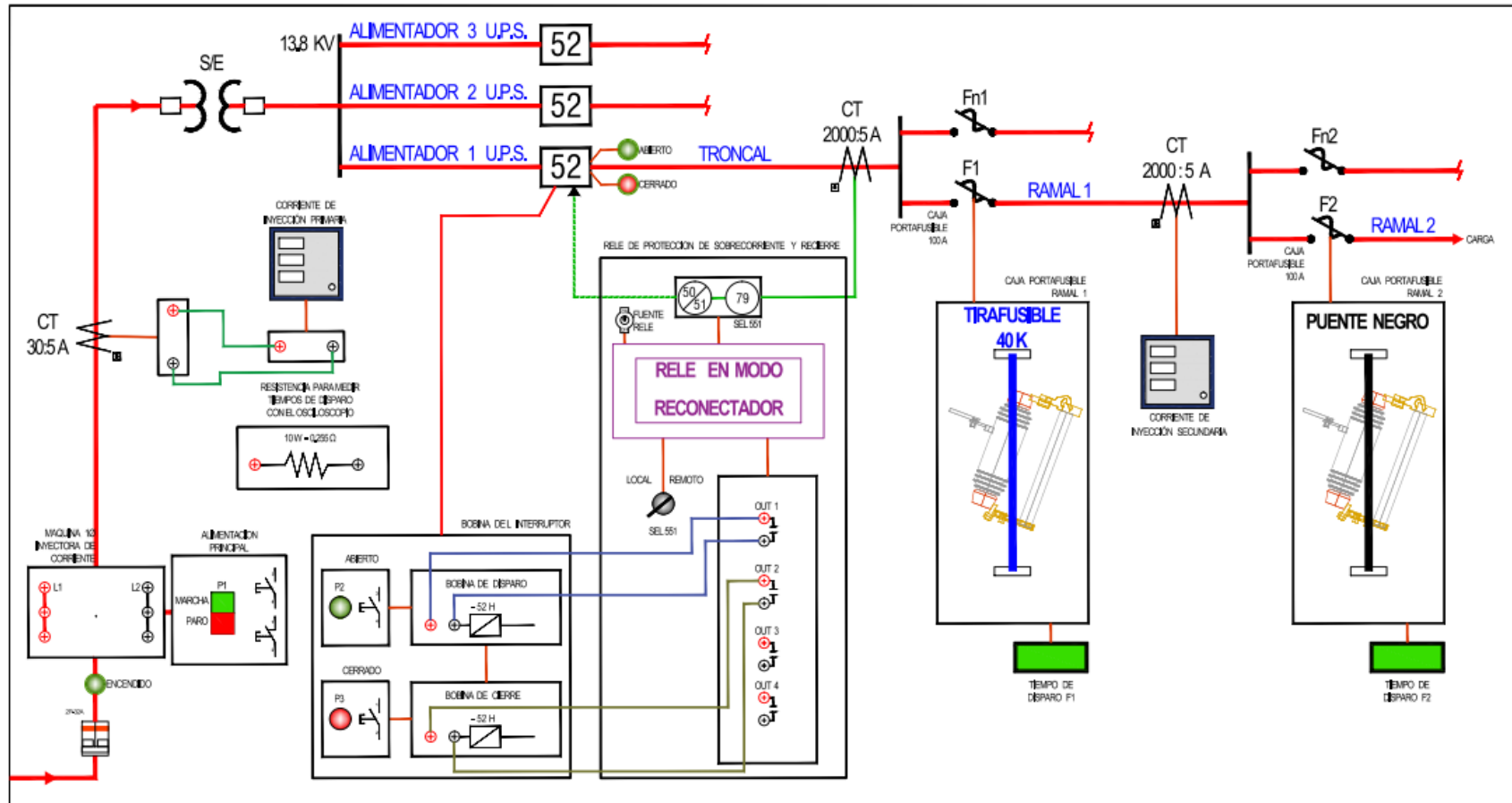
- **Otros.**

Proyecto.

Investigar en una empresa eléctrica local, las características de una aplicación de coordinación fusible reconector.

DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA #8: SE COLOCARÁN LAS TIRAFUSIBLE INDICADA EN LA FIGURA, SE REALIZARAN LOS AJUSTES COMO RECONECTADOR Y SE INYECTARÁN LAS RESPECTIVAS CORRIENTES DE PRUEBA, INDICADAS EN LA CURVA CORRIENTE VS. TIEMPO.

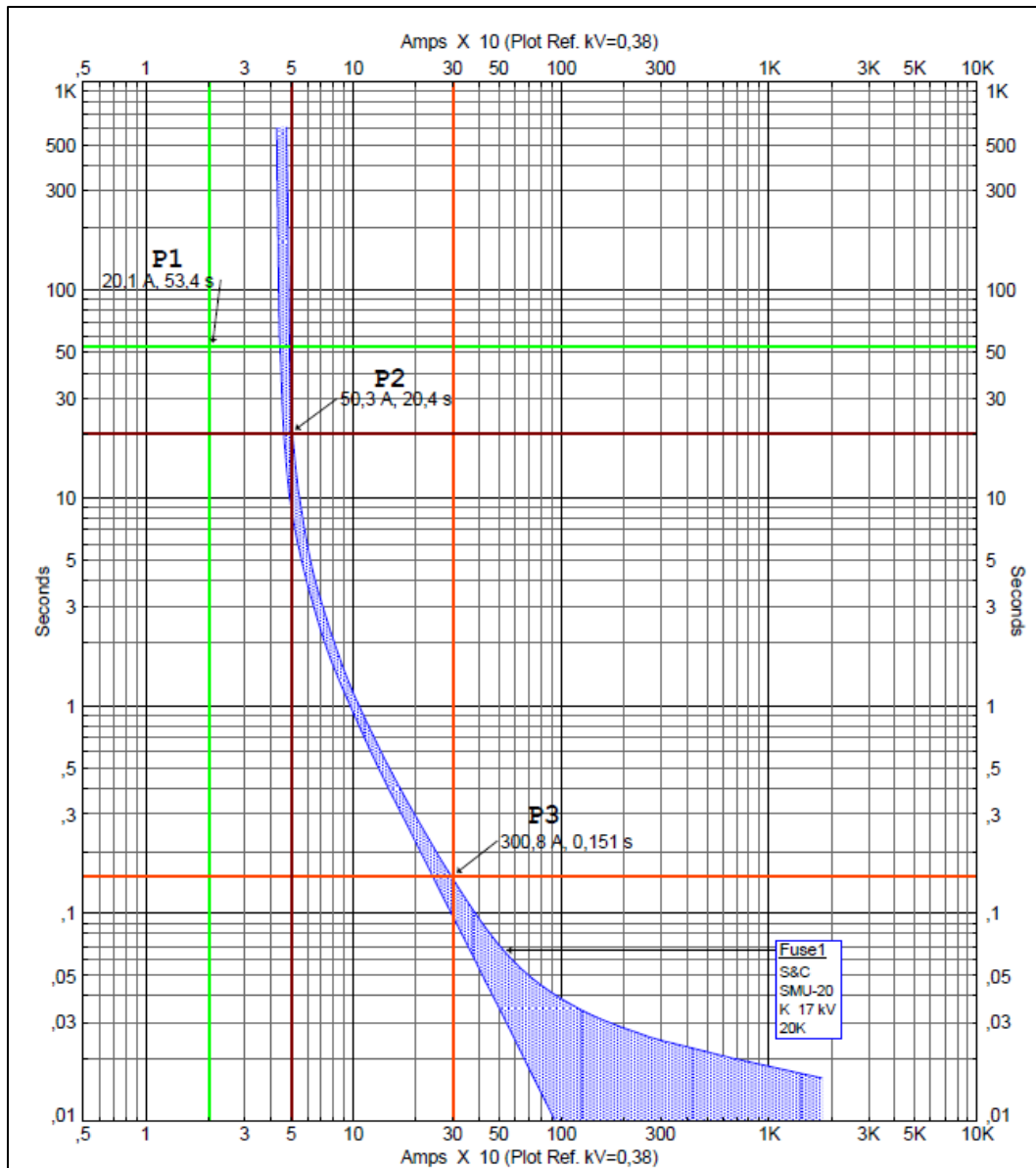
Figura 77 DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA #8



Fuente: Los Autores

CURVA DE TIRAFUSIBLE TIPO K;20A;15 KV: MUESTRA DE MANERA TEÓRICA LA CURVA DE LA TIRAFUSIBLE. LOS PUNTOS P1, P2 Y P3, SON LAS CORRIENTES DE A INYECTAR. LOS CUALES SE GRAFICARÁN DESPUES DE LAS PRUEBAS RESPECTIVAS. ADICIONALMENTE A PARTIR DE LOS AJUSTES APLICADOS PARA LA FUNCIÓN DE RECONECTADOR, SE BOSQUEJARÁ LA CURVA DEL MISMO.

Figura 78 CURVA DE TIRAFUSIBLE TIPO K;20A;15 KV PRACTICA #8



Fuente: Los Autores

Tabla 44 Ficha para registro de prueba 1 – Práctica 8.

REGISTRO DE LA PRUEBA No. 1:		
Curva de fusión y de despeje de fusible Tipo T.		
Tirafusible: [A]	Valor teórico	Valor Práctico
Corriente de inyección (A)	Tiempo total de despeje (s)	Tiempo total de despeje (s)
P1=		
P2=		
P3=		

Fuente: Los Autores.

Tabla 45 Ficha para registro de prueba 1 – Práctica 8.

REGISTRO DE LA PRUEBA No. 1:					
SEL 551 - FUNCION 79					
	INTERVALOS DE OPERACIÓN				
CURVA	UNIDAD DE TIEMPO	TIEMPO DE INTERRUPCIÓN	TIEMPO DE APERTURA	RETARDO DE LIBERACIÓN	CPT
☐ ANSI					
☐ IEC					

Fuente: Los Autores.

4.10 Práctica #9: Ajuste de protección del reconectador, protección de fase.

4.10.1. Datos informativos.

- **Materia:** Protecciones eléctricas.
- **Práctica:** N° 9.
- **Número de estudiantes:** 20
- **Nombre docente:** Ing. Roy santana.
- **Tiempo estimado:** 2 horas.

4.10.2. Datos de la práctica.

- **Tema:** Ajuste de Protección del Reconectador, Protección de Fase.
- **Objetivo general.**
 - ✓ Realizar los ajustes de la función de reconectador para fase, basándose en el respectivo marco teórico.
- **Objetivos específicos.**
 - ✓ Identificar los elementos del módulo, que intervendrán en la práctica.
 - ✓ Realizar las conexiones en el tablero, según el esquema indicado en la práctica.
 - ✓ Realizar los ajustes para la función de reconectador protección de fase en el relé SEL 551.
 - ✓ Realizar las mediciones de parámetros eléctricos y de tiempo necesarias para la práctica.
 - ✓ Comparar los resultados teóricos y prácticos.

- **Marco teórico.**

- ✓ Esquema de fuerza y de protección de los elementos de un sistema de distribución.
- ✓ Programación reconector relé SEL 551.

- **Marco procedimental.**

- ✓ Analizar el diagrama eléctrico de acuerdo a la presente práctica.
- ✓ Revisar el diagrama de conexiones de acuerdo a la prueba de la práctica.
- ✓ Antes de energizar el tablero, el CT de 30:5 A debe de estar conectado al medidor de parámetros primario, y no se lo desconectará hasta que se termine totalmente la práctica.
- ✓ Utilizar el módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión e instalar el diagrama de conexiones.
- ✓ Utilizando el correspondiente protocolo de pruebas, tomar las mediciones indicadas y completar la respectiva tabla de pruebas.
- ✓ Bosquejar los puntos obtenidos de las pruebas solicitadas para graficar la curva correspondiente.
- ✓ Bosquejar los puntos obtenidos de las pruebas solicitadas de manera teórica, esto es, a partir de la ecuación de la curva parametrizada en el relé (revisar el manual SEL 551).
- ✓ Establecer observaciones, comentarios y conclusiones de la práctica.

- **Recursos utilizados.**

- ✓ Módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión.
- ✓ Variac trifásico 50 A / 0-260 V.
- ✓ Formatos para registro de valores experimentales y resultados.
- ✓ Cables de laboratorio.

- **Registro de resultados.**

- ✓ Tabla.
- ✓ Cálculos relacionados.
- ✓ Cuestionario de preguntas.
- ✓ Observaciones, comentarios, conclusiones.

- **Anexos.**

- ✓ Diagrama de conexiones.
- ✓ Gráfica Corriente VS. Tiempo, formato LOG-LOG.
- ✓ Tabla para mediciones y resultados.

- **Bibliografía utilizada.**

- ✓ Electrical Distribution-System Protection. Cooper Power Systems.
- ✓ Manual SEL 551.

- **Cronograma/calendario.**

- ✓ De acuerdo a la planificación de cada docente.

- **Cuestionario.**

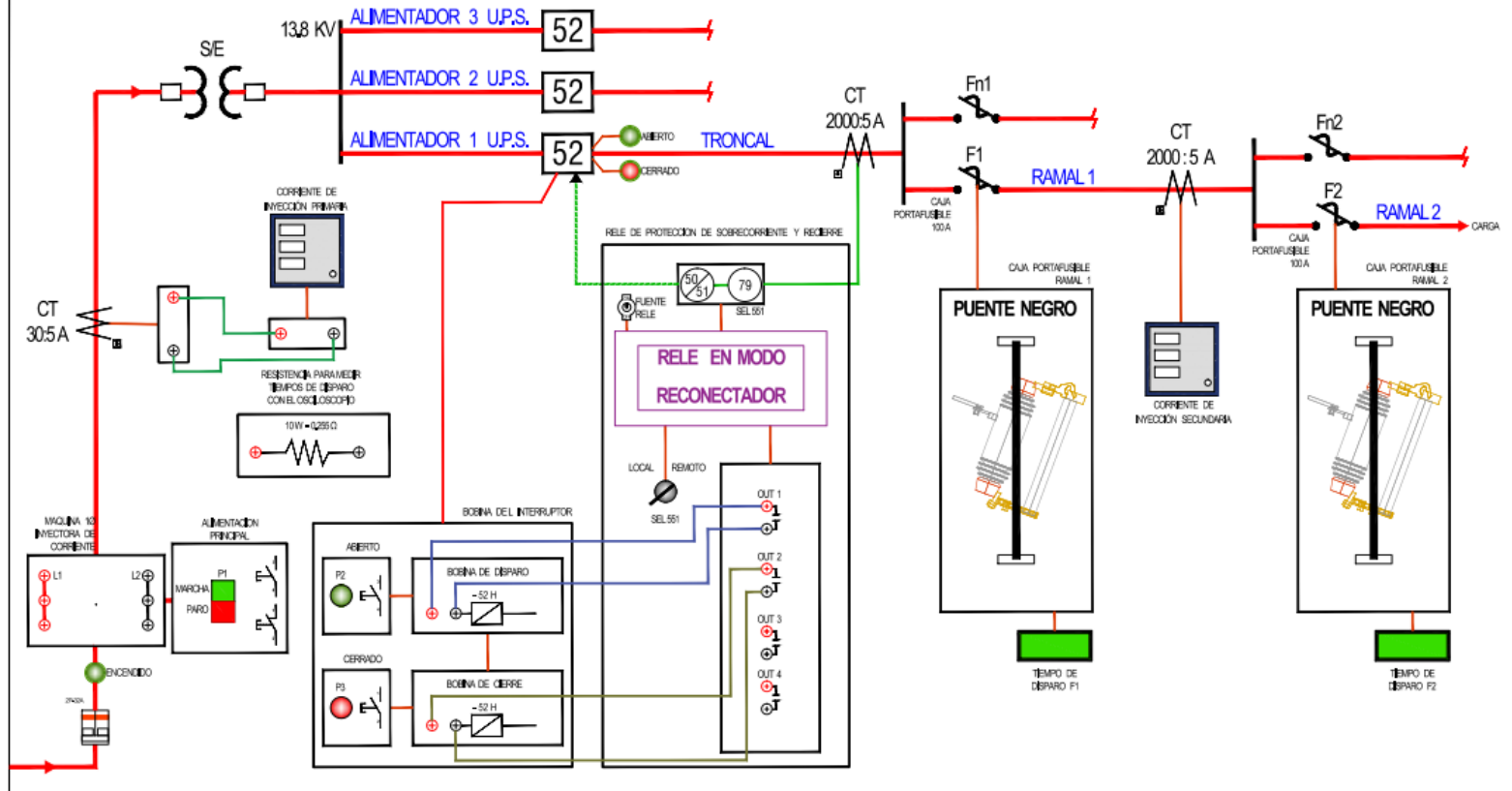
- ✓ ¿Cuáles son los criterios de ajuste para un reconector de fase en los sistemas de distribución de 13,8 KV?
- ✓ Conclusiones.

- **Otros.**

- Proyecto.**

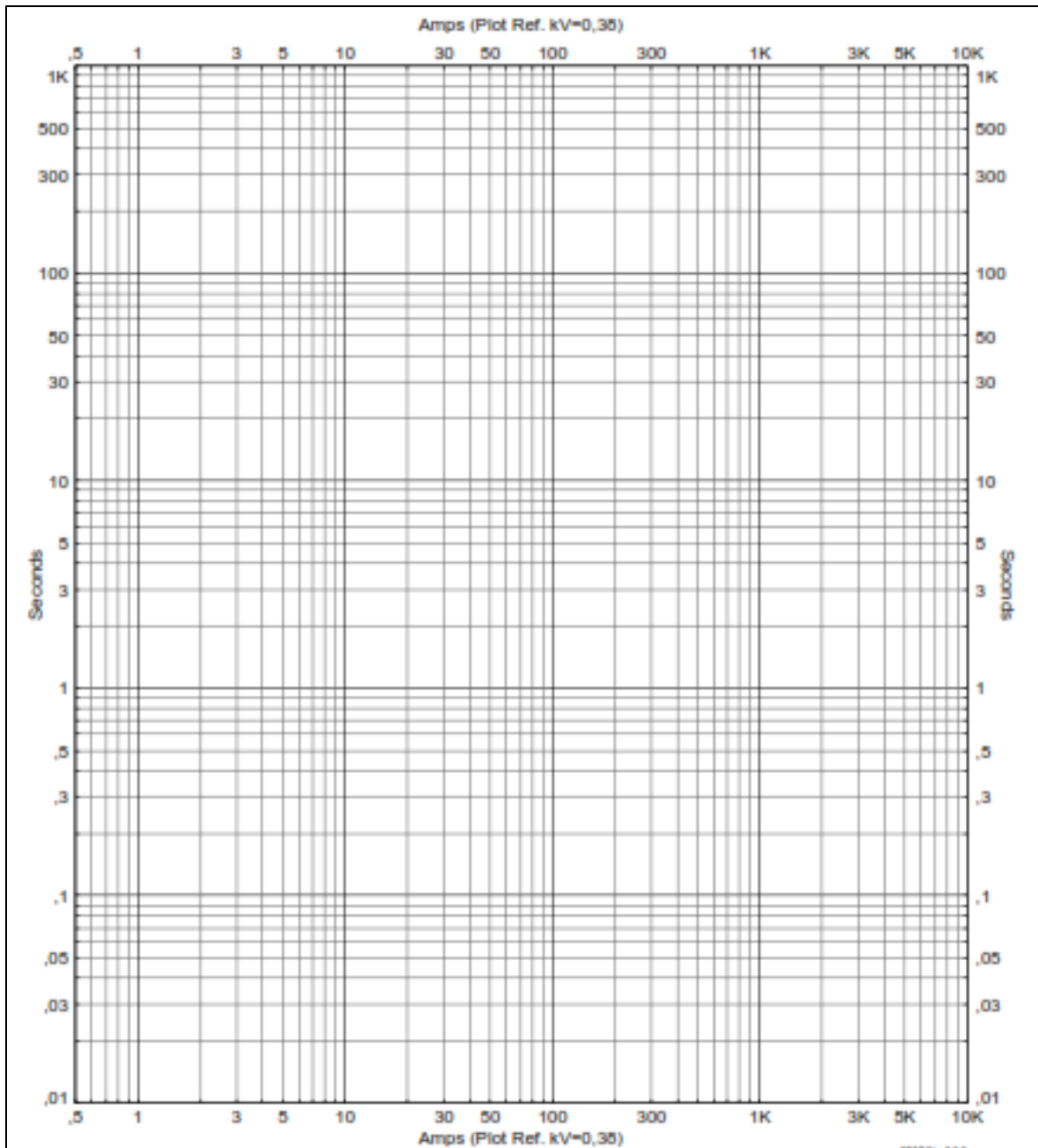
- Investigar en una empresa eléctrica local, las características de una aplicación de coordinación reconector protección de fase.

Figura 79 DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA #9



HOJA LOG-LOG PARA CURVA DEL RECONECTADOR DE FASE: EN LA PRACTICA SE ELEJIRÁN PUNTOS DE INYECCION DE CORRIENTE, Y EN FUNCIÓN SE ESTOS SE OBTENDRAN LOS PUNTOS DE TIEMPO DE DISPARO SEGÚN LA CURVA DE AJUSTE ELEGIDA. A CONTINUACION SE GRAFICARAN ESTOS PUNTOS EN LA SIGUIENTE HOJA LOG-LOG.

Figura 80 HOJA LOG-LOG PARA CURVA DEL RECONECTADOR DE FASE PRACTICA #9



Fuente: Los Autores

Tabla 46 Ficha para registro de prueba 1 – Práctica 9.

REGISTRO DE LA PRUEBA No. 1:

SEL 551 - FUNCION 79					
	INTERVALOS DE OPERACIÓN				
CURVA	UNIDAD DE TIEMPO	TIEMPO DE INTERRUPCIÓN	TIEMPO DE APERTURA	RETARDO DE LIBERACIÓN	CPT
☐ ANSI					
☐ IEC					

Fuente: Los Autores.

4.11 Práctica #10: Ajuste de protección del reconectador, protección de neutro.

4.11.1. Datos informativos.

- **Materia:** Protecciones eléctricas.
- **Práctica:** N° 10.
- **Número de estudiantes:** 20
- **Nombre docente:** Ing. Roy santana.
- **Tiempo estimado:** 2 horas.

4.11.2. Datos de la práctica.

- **Tema:** Ajuste de Protección del Reconectador, Protección de Neutro.
- **Objetivo general.**
 - ✓ Realizar los ajustes de la función de reconectador para neutro, basándose en el respectivo marco teórico.
- **Objetivos específicos.**
 - ✓ Identificar los elementos del módulo, que intervendrán en la práctica.
 - ✓ Realizar las conexiones en el tablero, según el esquema indicado en la práctica.
 - ✓ Realizar los ajustes para la función de reconectador protección de neutro en el relé SEL 551.
 - ✓ Realizar las mediciones de parámetros eléctricos y de tiempo necesarias para la práctica.
 - ✓ Comparar los resultados teóricos y prácticos.

- **Marco teórico.**

- ✓ Esquema de fuerza y de protección de los elementos de un sistema de distribución.
- ✓ Programación reconector relé SEL 551.

- **Marco procedimental.**

- ✓ Analizar el diagrama eléctrico de acuerdo a la presente práctica.
- ✓ Revisar el diagrama de conexiones de acuerdo a la prueba de la práctica.
- ✓ Antes de energizar el tablero, el CT de 30:5 A debe de estar conectado al medidor de parámetros primario, y no se lo desconectará hasta que se termine totalmente la práctica.
- ✓ Utilizar el módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión e instalar el diagrama de conexiones.
- ✓ Utilizando el correspondiente protocolo de pruebas, tomar las mediciones indicadas y completar la respectiva tabla de pruebas.
- ✓ Bosquejar los puntos obtenidos de las pruebas solicitadas para graficar la curva correspondiente.
- ✓ Bosquejar los puntos obtenidos de las pruebas solicitadas de manera teórica, esto es , a partir de la ecuación de la curva parametrizada en el relé (revisar el manual SEL 551).
- ✓ Establecer observaciones, comentarios y conclusiones de la práctica.

- **Recursos utilizados.**

- ✓ Módulo de protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión.
- ✓ Variac trifásico 50 A / 0-260 V.
- ✓ Formatos para registro de valores experimentales y resultados.
- ✓ Cables de laboratorio.

- **Registro de resultados.**

- ✓ Tabla.
- ✓ Cálculos relacionados.
- ✓ Cuestionario de preguntas.
- ✓ Observaciones, comentarios, conclusiones.

- **Anexos.**

- ✓ Diagrama de conexiones.
- ✓ Gráfica Corriente VS. Tiempo, formato LOG-LOG.
- ✓ Tabla para mediciones y resultados.

- **Bibliografía utilizada.**

- ✓ Electrical distribution-system protection. Cooper power systems.
- ✓ Manual sel 551.

- **Cronograma/calendario.**

- ✓ De acuerdo a la planificación de cada docente.

- **Cuestionario.**

- ✓ ¿Cuáles son los criterios de ajuste para un reconector de neutro en los sistemas de distribución de 13,8 KV?
- ✓ Conclusiones.

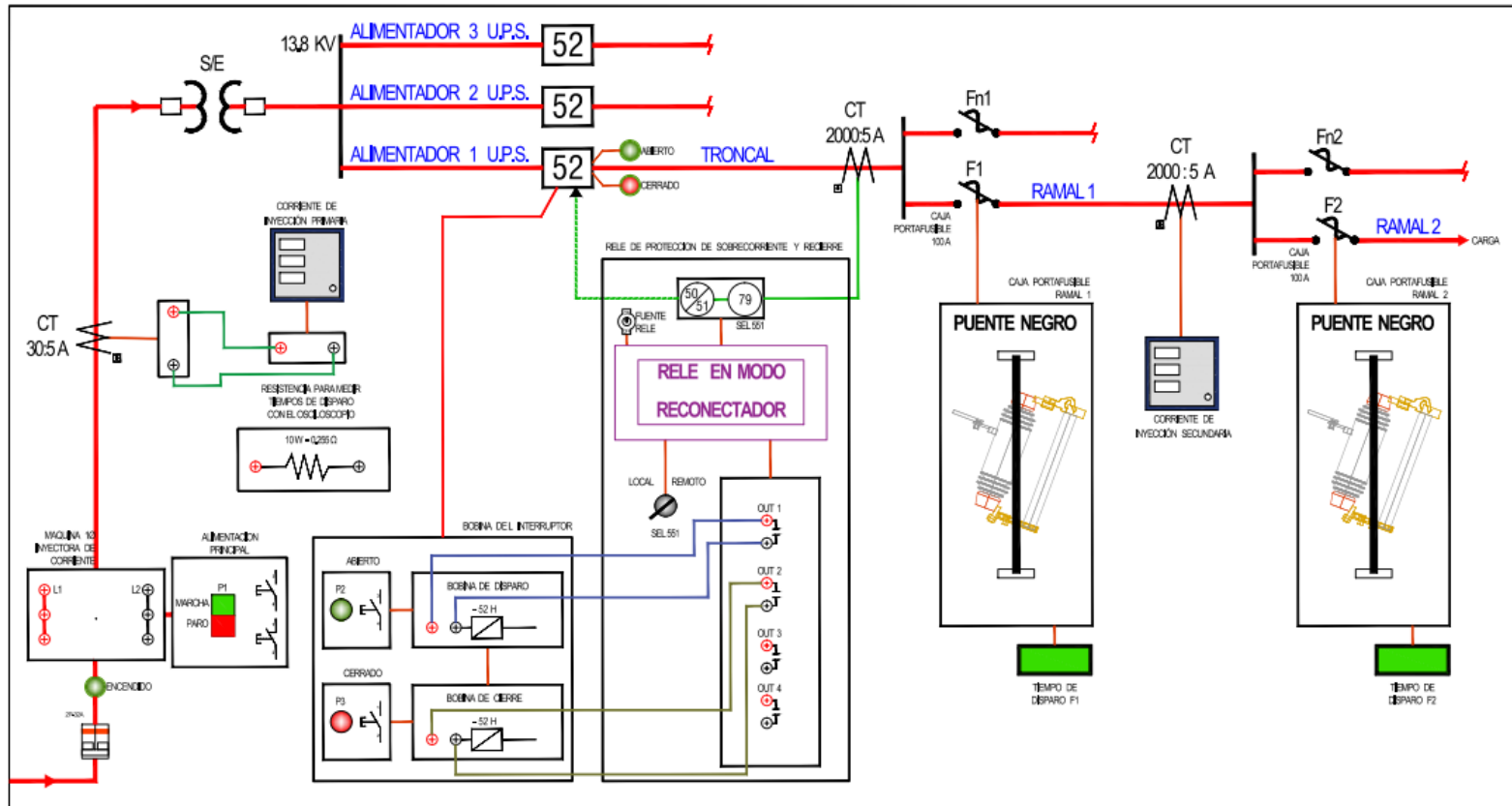
- **Otros.**

Proyecto.

Investigar en una empresa eléctrica local, las características de una aplicación de coordinación rector protector de neutro.

DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA #10: COMO SE USARÁ SOLO EL RELÉ PARA AJUSTE DE PROTECCIÓN DEL RECONECTADOR, PROTECCIÓN DE NEUTRO, SE COLOCARAN PUENTES NEGRO EN LOS TUBOS PORTAFUSIBLES PARA DICHO OBJETIVO.

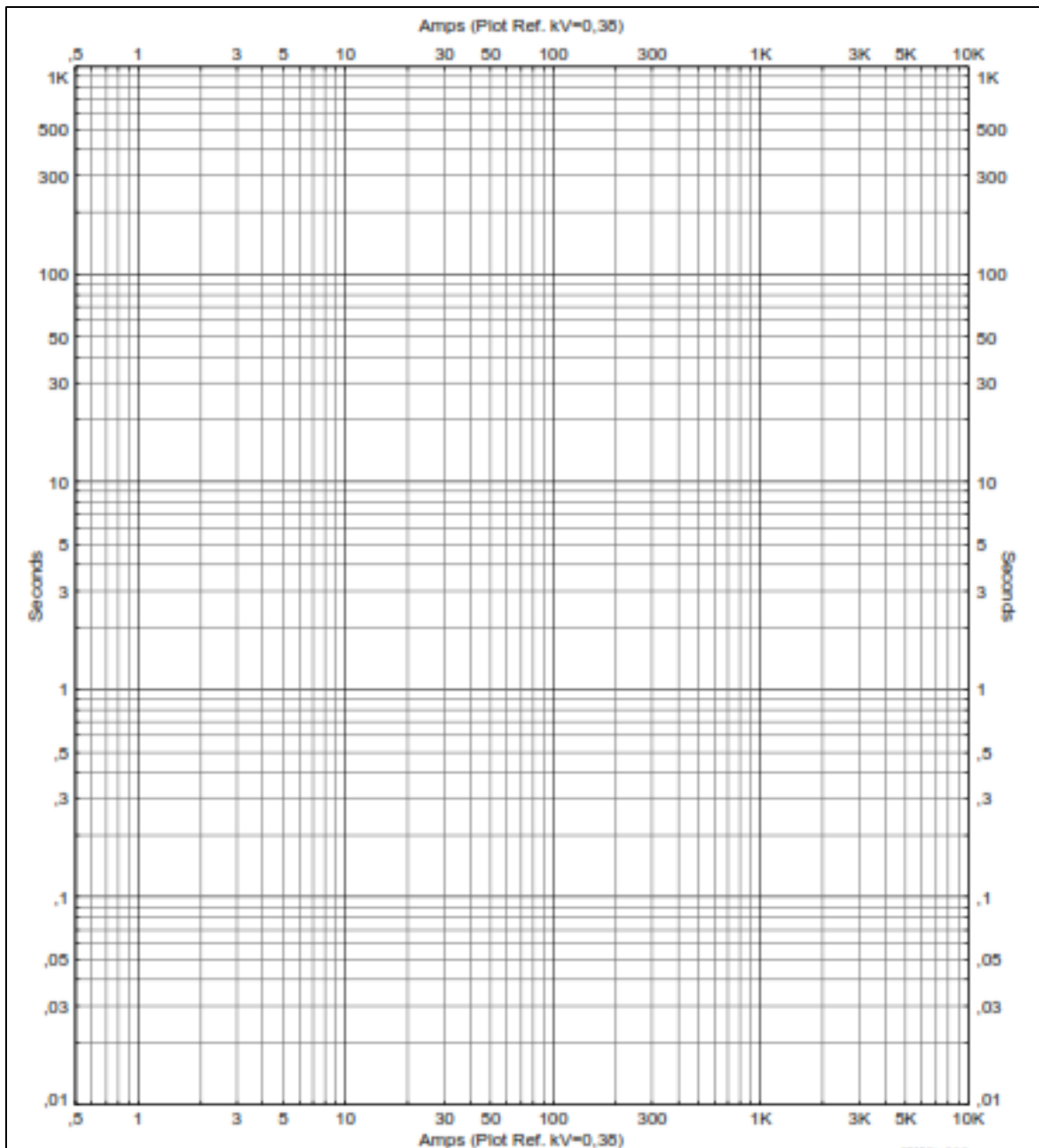
Figura 81 DIAGRAMA DE CONEXIONES PRACTICA #10



Fuente: Los Autores

HOJA LOG-LOG PARA CURVA DEL RECONECTADOR DE FASE: EN LA PRACTICA SE ELEJIRÁN PUNTOS DE INYECCION DE CORRIENTE, Y EN FUNCIÓN SE ESTOS SE OBTENDRAN LOS PUNTOS DE TIEMPO DE DISPARO SEGÚN LA CURVA DE AJUSTE ELEGIDA. A CONTINUACION SE GRAFICARAN ESTOS PUNTOS EN LA SIGUIENTE HOJA LOG-LOG.

Figura 82 HOJA LOG-LOG PARA CURVA DEL RECONECTADOR DE FASE PRACTICA #10



Fuente: Los Autores

Tabla 47 Ficha para registro de prueba 1 – Práctica 10.

REGISTRO DE LA PRUEBA No. 1:					
SEL 551 - FUNCION 79					
	INTERVALOS DE OPERACIÓN				
CURVA	UNIDAD DE TIEMPO	TIEMPO DE INTERRUPCIÓN	TIEMPO DE APERTURA	RETARDO DE LIBERACIÓN	CPT
☐ ANSI					
☐ IEC					

Fuente: Los Autores.

4.12 Práctica #11: Coordinación de protecciones. (software simulador etap).

4.12.1. Datos informativos.

- **Materia:** Protecciones eléctricas.
- **Práctica:** N° 11.
- **Número de estudiantes:** 20
- **Nombre docente:** Ing. Roy santana.
- **Tiempo estimado:** 2 horas.

4.12.2. Datos de la práctica.

- **Tema:** Coordinación de Protecciones. (software Simulador ETAP).
- **Objetivo general.**
 - ✓ Conocer la interfaz y la utilidad del software ETAP, en lo que respecta a los sistemas de potencia, y en este caso a la coordinación de protecciones.
- **Objetivos específicos.**
 - ✓ Conocer y familiarizarse con la interfaz de ETAP.
 - ✓ Reconocer y configurar los comandos a utilizarse en la práctica
 - ✓ Realizar la coordinación de protecciones, con el escenario propuesto por el docente.
- **Marco teórico.**
 - ✓ Equipos de protección de sobrecorriente.
 - ✓ Coordinación de protecciones de sobrecorriente.

- **Marco procedimental.**

- ✓ Identificar los elementos que conformarán el escenario de coordinación planteado por el docente.
- ✓ Ubicar y configurar los elementos ya mencionados anteriormente, en el ETAP.
- ✓ Según lo estudiado en la teoría, comparar los resultados de la práctica.

- **Recursos utilizados.**

- ✓ Computador.
- ✓ Software ETAP.

- **Registro de resultados.**

- ✓ Tabla.
- ✓ Cálculos relacionados.
- ✓ Cuestionario de preguntas.
- ✓ Observaciones, comentarios, conclusiones.

- **Anexos.**

- ✓ Sin Anexos.

- **Bibliografía utilizada.**

- ✓ Electrical Distribution-System Protection. Cooper Power Systems.
- ✓ Protecciones de Sistemas Eléctricos. Samuel Ramírez Castaño.

- **Cronograma/calendario.**

- ✓ De acuerdo a la planificación de cada docente.

- **Cuestionario.**

- ✓ ¿Cite otras aplicaciones reales que conozca, del uso de ETAP en el campo de la ingeniería eléctrica?
- ✓ Conclusiones.

- **Otros.**

Proyecto.

Verificar los ajustes de protecciones de las prácticas realizadas en ETAP.

4.13 Práctica #12: Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución.

4.13.1. Datos informativos.

- **Materia:** Protecciones eléctricas.
- **Práctica:** N° 12.
- **Número de estudiantes:** 20
- **Nombre docente:** Ing. Roy santana.
- **Tiempo estimado:** 2 horas.

4.13.2. Datos de la práctica.

- **Tema:** Análisis de confiabilidad de Sistemas de Distribución.
- **Objetivo general.**
 - ✓ Conocer cómo se puede medir la confiabilidad en los sistemas de distribución en forma analítica.
- **Objetivos específicos.**
 - ✓ Conocer los Indices de Confiabilidad en Sistemas De Distribución.
 - ✓ En base al escenario planteado, calcular los índices ya mencionados.
- **Marco teórico.**
 - ✓ Confiabilidad de Sistemas de Distribución.

- **Marco procedimental.**

- ✓ Bibliografía mencionada.

- **Registro de resultados.**

- ✓ Cálculos relacionados.
- ✓ Cuestionario de preguntas.
- ✓ Observaciones, comentarios, conclusiones.

- **Anexos.**

- ✓ Diagrama de conexiones.
- ✓ Gráfica Corriente VS. Tiempo, formato LOG-LOG.
- ✓ Tabla para mediciones y resultados.

- **Bibliografía utilizada.**

- ✓ Electrical Distribution-System Protection. Cooper Power Systems.

- **Cronograma/calendario.**

- ✓ De acuerdo a la planificación de cada docente.

- **Cuestionario.**

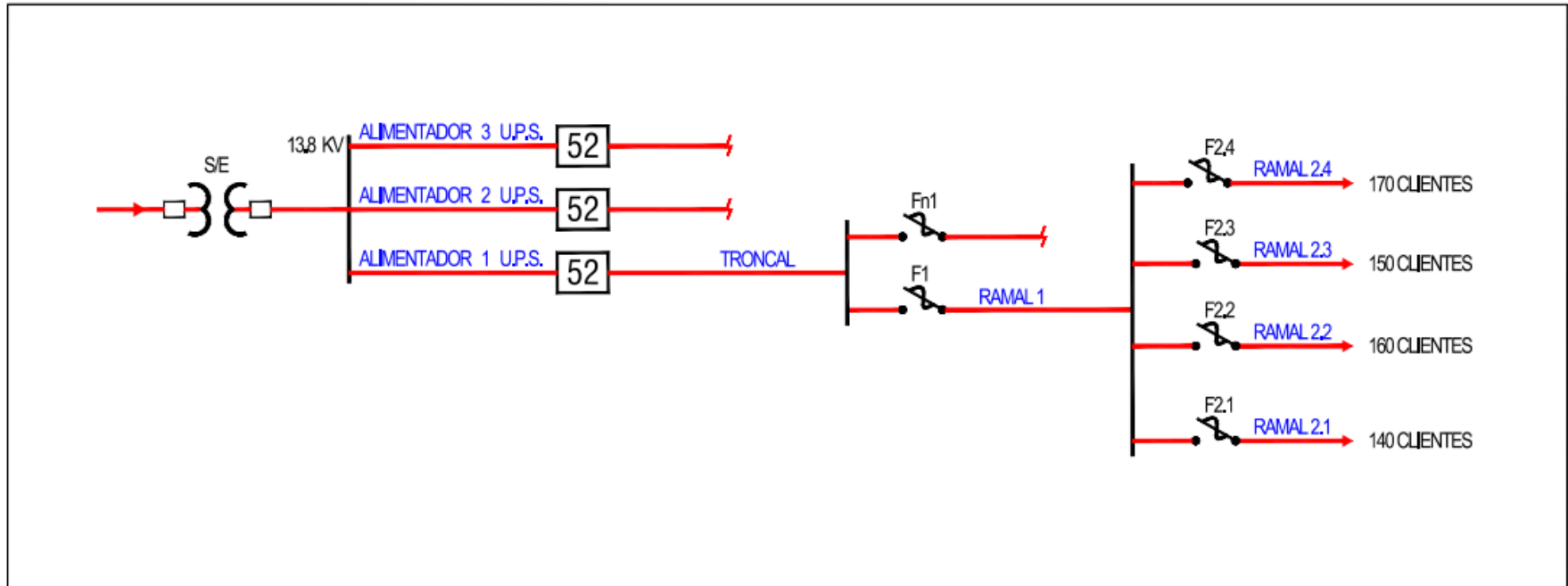
- ✓ Defina el término confiabilidad en el marco de los sistemas eléctricos de distribución.
- ✓ ¿Qué se le logra cuantificando a través de índices de confiabilidad?
- ✓ Conclusiones.

- **Otros.**

Proyecto.

Investigar las estadísticas de los índices de confiabilidad de empresas eléctricas en el país.

Figura 83 DIAGRAMA UNIFILAR PRACTICA #12



Fuente: Los Autores

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 Conclusiones.

El área de estudio de las protecciones eléctricas es bastante amplia, y dependiendo del tipo de problema, se requerirá de un análisis diferente; siendo un pilar fundamental en la estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia. En este caso, el presente proyecto propone con cortos ejercicios (prácticas propuestas), las soluciones de los problemas que pueden ocurrir en un sistema de distribución real, utilizando las protecciones de sobrecorriente para alimentadores de media tensión.

Se pretende que el manual de prácticas adjunto y el banco de pruebas construido se constituya en un aporte significativo, para que los estudiantes complementen los conocimientos teóricos adquiridos en clases, con experiencias en el laboratorio.

Siendo conscientes de que en campo profesional observaremos diversas situaciones, que en muchos casos serán de mayor escala, este proyecto, habrá sido de gran soporte para el estudiante de ingeniería eléctrica de la UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA sede GUAYAQUIL, quedando a criterio de cada uno de ellos en conjunto con el docente, planificar horarios de clase que permitan optimizar el uso del banco de pruebas. De ser necesario tanto para estudiantes, como docentes, este proyecto cuenta con la tecnología de vanguardia necesaria, para proponer nuevas situaciones que puedan ser experimentadas en el módulo.

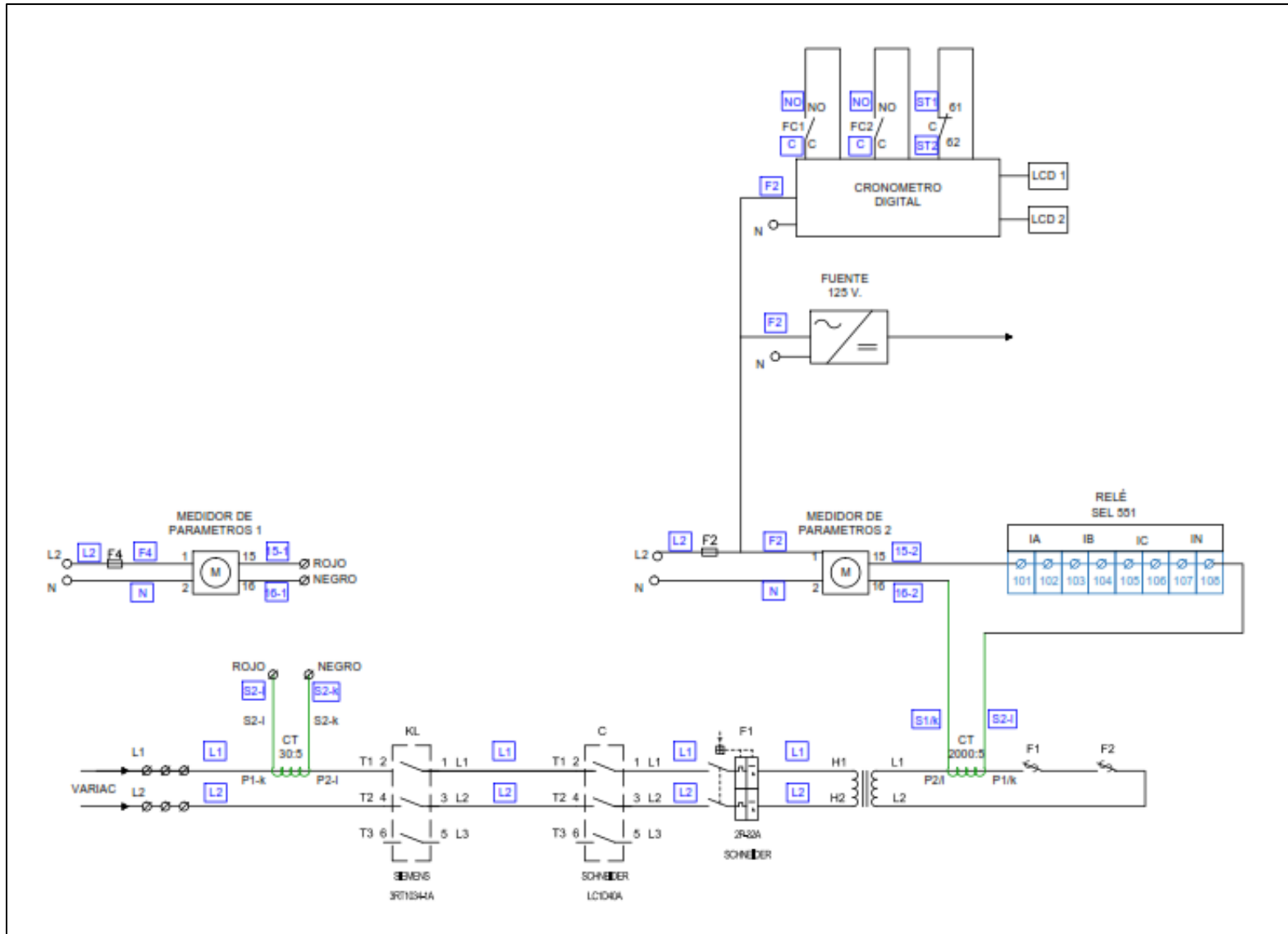
5.2 Recomendaciones.

Es importante maniobrar el banco de pruebas, de manera tal, que cuide la integridad de los usuarios, y hacer uso del mismo de forma responsable y cuidadosa, para lo cual se recomienda:

- Revisar el estado actual previo a la utilización del banco.
- Maniobrar el banco de pruebas siempre que exista una persona calificada para ello.
- Avanzar en el desarrollo de las prácticas de acuerdo a como indica el procedimiento del manual.
- Solicitar ayuda al docente encargado, por si llegase a existir alguna duda sobre la manipulación de algún elemento y/o equipo.
- Revisar las hojas técnicas de los equipos, si se requiere conocer las especificaciones técnicas de los mismos.
- Evitar el uso de materiales ferromagnéticos y/o dispositivos electrónicos, que puedan interactuar con el funcionamiento normal del módulo.
- Verificar junto al docente las correctas conexiones, que propone cada práctica, antes de energizar el banco.
- Utilizar preferiblemente guantes de protección para la manipulación de las tirafusibles utilizadas en el caso de requerirse.
- Efectuar un mantenimiento periódico y programado al banco de pruebas y a todos sus elementos.

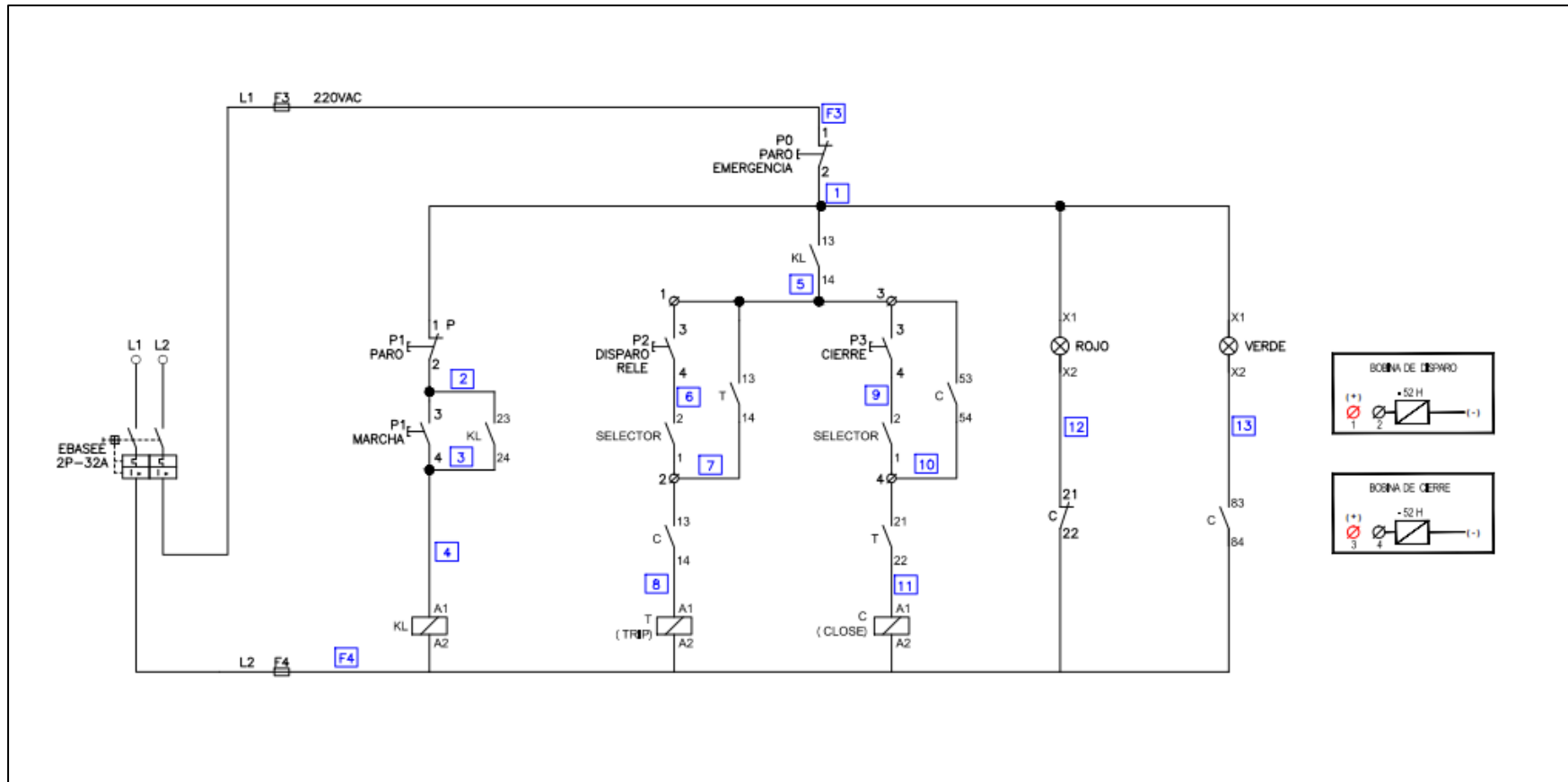
ANEXOS

Figura 84 Anexo 1: DIAGRAMA DE FUERZA DEL MÓDULO



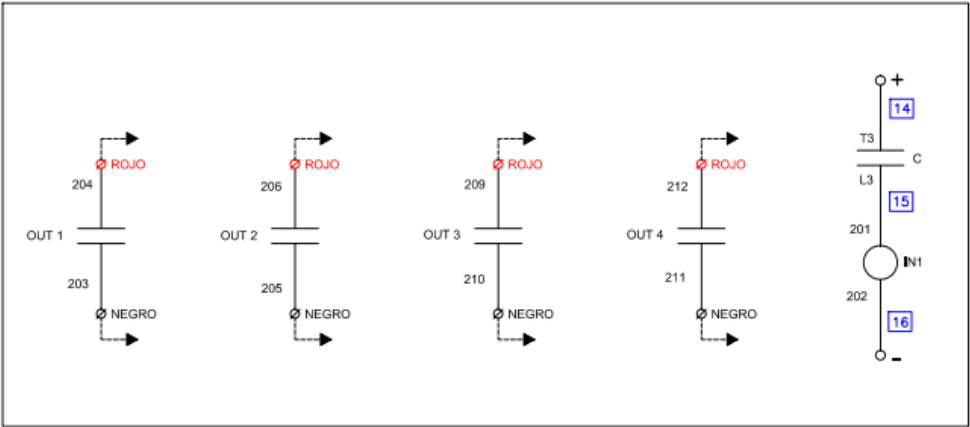
Fuente: Los Autores

Figura 85 Anexo 2: DIAGRAMA DE CONTROL DEL MODULO, PARTE 1



Fuente: Los Autores

Figura 86 Anexo 3: DIAGRAMA DE CONTROL DEL MODULO, PARTE 2.



Fuente: Los Autores

HOJA TÉCNICA RELÉ SEL 551.

Figura 87 Anexo 4: Hoja de especificaciones del relé SEL 551.

ESPECIFICACIONES GENERALES

<u>Torque de apriete</u>	Block con terminales: Mínimo: 8-libra- pulgada (0.9 N-m) Máximo: 12-libra- pulgada (1.4 N-m) Connectorized® Mínimo: 4.4- libra- pulgada (0.5 N-m) Máximo: 8.8- libra- pulgada (1.0 N-m)
<u>Conexiones de los terminales</u>	Terminales o alambres de cobre multiconductor. Se recomienda terminales de anillo. Temperatura mínima de clasificación, 105°C.
<u>Entradas de intensidad CA</u>	5 A nominal: 15 A permanente; 250 A por 1 segundo Lineal hasta 100 A simétricos Valor dinámico límite: 625 A por 1 ciclo (forma de onda sinusoidal) Carga: 0.16 VA a 5 A, 1.15 VA a 15 A 1 A nominal 3 A permanente; 100 A por 1 segundo Lineal hasta 20 A simétricos Valor dinámico límite: 250 A por 1 ciclo (forma de onda sinusoidal) Carga: 0.06 VA a 1 A, 0.18 VA a 3 A Frecuencia del sistema 60/50 Hz y rotación de fases ABC/ACB ajustables por el usuario.
<u>Contactos de salida</u>	Opción de blocks con terminales convencionales (ver Figura 2.6): De acuerdo a <i>IEC 255-0-20 : 1974</i> , se usa método simplificado de evaluación 6 A conducción continuamente 30 A para cierre de acuerdo a <i>IEEE C37.90: 1989</i> 100 A por un segundo 270 Vac/360 Vdc MOV para protección diferencial de transitorios rápidos. Tiempo de pickup/dropout: < 5 ms Capacidad de apertura (L/R = 40 ms): 24 V 0.75 A 10,000 operaciones 48 V 0.50 A 10,000 operaciones 125 V 0.30 A 10,000 operaciones 250 V 0.20 A 10,000 operaciones Capacidad cíclica (L/R = 40 ms): 24 V 0.75 A 2.5 ciclos por segundo 48 V 0.50 A 2.5 ciclos por segundo 125 V 0.30 A 2.5 ciclos por segundo 250 V 0.20 A 2.5 ciclos por segundo

Fuente: Catálogo SEL-551.

Figura 88 Anexo 5: Hoja de especificaciones del relé SEL 551.

Opción con conectores enchufables (interrupción de alta corriente; ver Figura 2.8):	
6 A conducción continuamente	
30 A para cierre de acuerdo a IEEE C37.90 : 1989	
330 Vdc MOV para protección diferencial de transitorios rápidos	
Tiempo de pickup: < 5 ms	
Tiempo de dropout: < 8 ms (típico)	
Capacidad de apertura: 10 A	10,000 operaciones
24, 48 y 125 V	(L/R = 40 ms)
250 V	(L/R = 20 ms)
Capacidad cíclica: 10 A	4 ciclos en 1 segundo, seguido por 2 minutos de inactividad para disipación térmica
24, 48 y 125 V	(L/R = 40 ms)
250 V	(L/R = 20 ms)
Nota: no use contactos de salida de alta corriente interrupción para conmutar señales de control de AC. Estas salidas son dependientes de la polaridad.	

Fuente: Catálogo SEL-551.

Figura 89 Anexo 6: Hoja de especificaciones del relé SEL 551.

<u>Clasificación de las entradas optoaisladas</u>	Este tipo de entrada depende de las opciones que se especifican para el relé. Las entradas sensibles por umbral difieren de las entradas controladas por puente interior, en que está garantizado que las primeras se desactivan bajo un cierto nivel de voltaje, que no es ajustable por el usuario. Las entradas son independientes de la polaridad. Cuando se aplica un voltaje nominal de control, cada entrada drena aproximadamente una corriente de 4mA.
<u>Opción de blocks con terminales convencionales</u>	
Los blocks de terminales convencionales del SEL-551 pueden ser especificados ya sea para entradas optoaisladas controladas por puente interior o para entradas optoaisladas sensibles por umbral.	
Voltaje de control con puente interior:	
Las dos entradas pueden ser configuradas por el usuario individualmente, para operar en cualquiera de los siguientes voltajes nominales:	
24 Vdc: activas para 15–30 Vdc	
48 Vdc: activas para 30–60 Vdc	
125 Vdc: activas para 80–150 Vdc	
250 Vdc: activas para 150–300 Vdc	
Umbral sensible:	
Las dos entradas son configuradas en la fábrica para un umbral de voltaje que no puede ser modificado:	
48 Vdc: activas para 38.4– 60 Vdc; desactivadas bajo los 28.8 Vdc	
125 Vdc: activas para 105–150 Vdc; desactivadas bajo los 75 Vdc	
220 Vdc: activas para 176–264 Vdc; desactivadas bajo los 132 Vdc	
250 Vdc: activas para 200–300 Vdc; desactivadas bajo los 150 Vdc	
<u>Opción con conectores enchufables</u>	
Estándar (sin umbral sensible):	
24 Vdc: activas para 15–30 Vdc	
Umbral de sensibilidad:	
El modelo con conectores enchufables es equipado con entradas de “umbral sensible” fijas. Las dos entradas fueron configuradas en la fábrica para el voltaje de control especificado al momento de efectuar la orden:	
48 Vdc: activas para 38.4– 60 Vdc; desactivadas bajo los 28.8 Vdc	
125 Vdc: activas para 105–150 Vdc; desactivadas bajo los 75 Vdc	
250 Vdc: activas para 200–300 Vdc; desactivadas bajo los 150 Vdc	

Fuente: Catálogo SEL-551.

Figura 90 Anexo 7: Hoja de especificaciones del relé SEL 551.

<u>Clasificación de la fuente de poder</u>	Nominal: 125/250 Vdc o Vac Rango: 85 - 350 Vdc ó 85 - 264 Vac Interrupción: 100 ms @ 250 Vdc Rizado: 100% Carga: <5.5 W Nominal: 48/125 Vdc ó 125 Vac Rango: 36 - 200 Vdc ó 85 - 140 Vac Interrupción: 100 ms @ 125 Vdc Rizado: 5% Carga: <5.5 W Nominal: 24 Vdc Rango: 16 - 36 Vdc con polaridad definida Interrupción: 25 ms @ 36 Vdc Rizado: 5% Carga: <5.5 W Nota: interrupción y rizado de acuerdo a <i>IEC 60225-11: 1979</i>.
<u>Comunicaciones seriales</u>	Conector sub-D de 9 pines del panel posterior; 300, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200 y 38400 baudios; la tasa de baudios y el protocolo son ajustables.
<u>Protocolos</u>	El puerto serial soporta los siguientes protocolos que son seleccionados por el usuario. ASCII Protocolo Distributed Port Switch (LMD) Modbus® RTU (tasa de baudios limitada a 19200)
<u>Funciones de medición</u>	Funciones de medida instantánea y de medida de demanda. Precisión de la medida: $\pm 2\%$, $I_N \pm 5\%$
<u>Prueba dieléctrica de rutina</u>	Entradas de corriente: 2500 Vac por 10 segundos. Fuente de poder, entradas optoaisladas y contactos de salida: 3000 Vdc por 10 segundos. Las siguientes <i>IEC 60255-5 Dielectric Tests: 1977</i> son llevadas a cabo en todas las unidades con la marca CE: 2500 Vac por 10 segundos en las entradas análogas. 3100 Vdc por 10 segundos en la fuente de poder, las entradas optoaisladas y los contactos de salida.
<u>Temperatura de funcionamiento</u>	-40° a 85°C (-40° a 185°F).
<u>Peso de la unidad</u>	2.5 kg (5 lb, 8 oz).

Fuente: Catálogo SEL-551.

Figura 91 Anexo 8: Hoja de especificaciones del relé SEL 551.

ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE		
	Instantáneos	Sobrecorriente temporizada
Fase	50P1 al 50P6	51P1T, 51P2T
Monofásico	50A, 50B, 50C	
Neutro *	50N1, 50N2	51N1T
Residual	50G1, 50G2	51G1T
Secuencia Negativa (3I ₂) **	50Q1, 50Q2	51Q1T, 51Q2T
Rango de Ajuste, 5 A nominal***	OFF, 0.5-80.0A	OFF, 0.5-16.0A
Rango de Ajuste, 1 A nominal***	OFF, 0.1-16.0A	OFF, 0.1-3.2A
El ajuste OFF deshabilita los elementos de sobrecorriente.		
* Los elementos de sobrecorriente de neutro (50N1, 50N2 y 51N1T), operan en un canal separado IN para la corriente de neutro. Todos los otros elementos de sobrecorriente (incluyendo los elementos de sobrecorriente residual), operan desde los canales de entradas de corrientes de fase IA, IB e IC.		
** IMPORTANTE: Ver <i>Apéndice F: Ajuste de los elementos de sobrecorriente de secuencia negativa</i> , para información acerca de los elementos de corriente de secuencia negativa.		
*** La corriente nominal (5 A ó 1 A) de los canales de corriente de las fases (IA, IB e IC) y de neutro (IN) se especifican separadamente – refiérase a las hojas con información de especificación para el Relé SEL-551.		

Fuente: Catálogo SEL-551.

Figura 92 Anexo 9: Hoja de especificaciones del relé SEL 551.

<u>Especificaciones del elemento de sobrecorriente temporizado</u>	
Exactitud de pickup:	±0.10 A secundarios y ±5% del ajuste (canal de 5 A nominal) ±0.02 A secundarios y ±5% del ajuste (canal de 1 A nominal)
Exactitud de la curva de tiempo:	±1.5 ciclos y ±4% del tiempo de la curva para corrientes entre (e incluyendo) 2 y 30 veces el pickup
Las curvas operan con tiempo definido para corrientes sobre las 30 veces el umbral de activación ó 16 veces la corriente nominal.	
Sobrealcance transitorio:	< 5% del pickup
Ver <i>Sección 4: Ajustes del relé</i> , para una información completa de los rangos de ajuste.	

Fuente: Catálogo SEL-551.

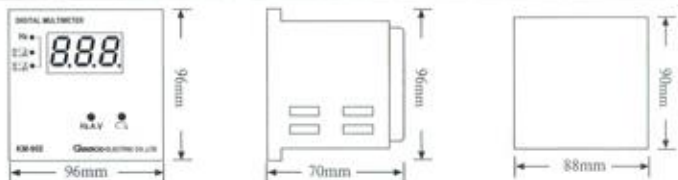
Figura 93 Anexo 10: Hoja de especificaciones del relé SEL 551.

<u>Especificaciones del elemento de sobrecorriente instantáneo</u>	
Exactitud de pickup:	± 0.10 A secundarios y $\pm 5\%$ del ajuste (canal de 5 A nominal) ± 0.02 A secundarios y $\pm 5\%$ del ajuste (canal de 1 A nominal)
Sobrealcance transitorio:	< 5% del pickup
Ver <i>Sección 4: Ajustes del relé</i> para una información completa acerca de los rangos de ajuste.	

Fuente: Catálogo SEL-551.

HOJA TÉCNICA MEDIDORES DE PARÁMETROS.

Figura 94 Anexo 11: Hoja de especificaciones de los medidores de parámetros.

 DIGITAL MULTIMETER KM-9696 SERIES		
DISPLAY		Red high efficiency LED high 14.22mm (.56")
ACCURACY		$\pm 0.5\% \pm 2$ digit
OPERATING CONDITION		-10°C~50°C (20% to 90% RH non-condensed)
DIELECTRIC STRENGTH		AC 2KV/1min
AUX • POWER		AC110V/220V 50/60Hz
MEASUREMENT RANGE	KM-96A	Ranges: Direct Measurement Current: AC 0 – 5A. For Current above 5A, Current Transformer (C.T.) must be used. Press Key  to select desirable C. T. Ratio. The following are the available C.T. Ratios: 10A/5A, 15A/5A, 20A/5A, 25A/5A, 30A/5A, 40A/5A, 50A/5A, 60A/5A, 70A/5A, 75A/5A, 80A/5A, 100A/5A, 120A/5A, 150A/5A, 160A/5A, 200A/5A, 250A/5A, 300A/5A, 400A/5A, 500A/5A, 600A/5A, 700A/5A, 750A/5A, 800A/5A, 1kA/5A, 1.2kA/5A, 1.5kA/5A, 1.6kA/5A, 2kA/5A, 2.5kA/5A, 3kA/5A, 4kA/5A, 5kA/5A, 6kA/5A, 7kA/5A, 7.5kA/5A, 8kA/5A. Note: Red LED indicates Ampere. Green LED indicates Kilo-ampere (kA).
	KM-96V	Range: AC 50-600V.
	KM-96Hz	Frequency: 1-99.9Hz. Input voltage: AC 50-600V.
	KM-96AV	Ranges: Direct Measurement Current: AC 0 – 5A. For Current above 5A, Current Transformer (C.T.) must be used. Press Key  to select desirable C. T. Ratio. The following are the available C.T. Ratios: 10A/5A, 15A/5A, 20A/5A, 25A/5A, 30A/5A, 40A/5A, 50A/5A, 60A/5A, 70A/5A, 75A/5A, 80A/5A, 100A/5A, 120A/5A, 150A/5A, 160A/5A, 200A/5A, 250A/5A, 300A/5A, 400A/5A, 500A/5A, 600A/5A, 700A/5A, 750A/5A, 800A/5A, 1kA/5A, 1.2kA/5A, 1.5kA/5A, 1.6kA/5A, 2kA/5A, 2.5kA/5A, 3kA/5A, 4kA/5A, 5kA/5A, 6kA/5A, 7kA/5A, 7.5kA/5A, 8kA/5A. Note: Red LED indicates Ampere. Green LED indicates Kilo-ampere (kA). Voltage: AC 50-600V.
	KM-96E	Ranges: Direct Measurement Current: AC 0 – 5A. For Current above 5A, Current Transformer (C.T.) must be used. Press Key  to select desirable C. T. Ratio. The following are the available C.T. Ratios: 10A/5A, 15A/5A, 20A/5A, 25A/5A, 30A/5A, 40A/5A, 50A/5A, 60A/5A, 70A/5A, 75A/5A, 80A/5A, 100A/5A, 120A/5A, 150A/5A, 160A/5A, 200A/5A, 250A/5A, 300A/5A, 400A/5A, 500A/5A, 600A/5A, 700A/5A, 750A/5A, 800A/5A, 1kA/5A, 1.2kA/5A, 1.5kA/5A, 1.6kA/5A, 2kA/5A, 2.5kA/5A, 3kA/5A, 4kA/5A, 5kA/5A, 6kA/5A, 7kA/5A, 7.5kA/5A, 8kA/5A. Note: Red LED indicates Ampere. Green LED indicates Kilo-ampere (kA). Voltage: AC 50-600V. Frequency: 1-99.9Hz.
STANDARD FEATURES		 • This key is for selecting C.T. ratio. • This Key for setting measuring function. (Hz → A → V)
DIMENSION		

Fuente: Catálogo CAMSCO.

HOJA TÉCNICA CAJAS PORTAFUSIBLES 100A -15 KV.

Figura 95 Anexo 12: Hoja de especificaciones de cajas portafusibles del banco

Product Specifications	
Type	Cutout
Cutout	Standard Porcelain Cutout
System Voltage (BIL)	15KV (110 KV)
Continuous Current	100 Amps
Terminal Connectors (s)	Parallel-groove clamp (=6 solid thru 4/0 ACSR (250Kcmil))
Bracket	Nema "B" Heavy Duty for crossarm
Fuseholder With Mechanical Assit	No
PDF Catalog Page	Click HERE to view deailed PDF Catalog
Interrupting Current	16,000 Amps Asym.
fuse Link Current	1A to 100A - removable buttonhead fuse link only
Maximun Desing Voltage	15KV
Nominal System Voltage	Thru 14.4KV
BIL (LIW)	100 KV
Leakage Distance	8.7" (220mm)
Lighthing Impulse Withstand (Phase to Ground)	110KV
Lighthing Impulse Withstand (Terminal to Terminal)	121KV
Rated Phase to Ground 60 Htz Withstand; Dry (Wet)	35KV (30KV)
Rated Terminal to Terminal 60Htz Withstand; Dry (Wet)	39KV
Maximum Temperature Rise @ 300A	38°C
Radio Interference Voltage	Ambient @ 9,41KV
Replacement Fuseholder / 300A Blade	T710-114T
Replacement Cutout Mounting Assembly	T710-1MMPB
Replacement Fuseholder Cap	E700-1767P
Drawing	Click HERE to view drawing of cutout
Material Type	Standard
UPC Code	09635902917
Standard Package	1
Standard Package Unit	Each
Min Order Qty	1
Pallet Quantity	54
Weight / Ea.	18.15 lbs

Fuente:http://www.hubbellcatalog.com/hps/datasheet.asp?PN=C710114PB&FAM=protective_devices

HOJA TÉCNICA TC 2000/5 A

Figura 96 Anexo 13: Características generales de transformador de corriente 2000/5 A.

Características generales	
Voltaje de operación máximo	720 V.
Factor de seguridad	Fs < 5.
Voltaje de ensayo	3kV (durante 1 min. a frecuencia nominal).
Frecuencia	60Hz.
Intensidad térmica de cortocircuito (I _{th})	60In.
Intensidad dinámica (I _{din})	2,5 I _{th} .
Sobrecarga continua	1,2 In.
Normas	IEC 185 / UNE 21-088-1 / IEC 801/1-3.4 / DIN57414 / BS 3938 / EN 50081 - 82/ IEC-1010.
Terminales de conexión	Elaborados en bronce con baño de níquel.
Carcasa	Elaborada en material plástico autoextinguible, de excelente resistencia a esfuerzos térmicos y mecánicos.
Núcleo magnético	Elaborado en aleación de hierro-silicio de grano orientado.
Fijación	Patatas para sujeción a panel. Dos (2) espárragos con tuercas para sujeción primaria. Cuatro (4) espárragos y dos (2) platinas de aluminio en el caso de barra cruzada. Riel DIN EN 50022/35 (Bajo pedido especial).

Fuente: CATALOGO TC's SACI

Figura 97 Anexo 14: Características y dimensiones de transformador de corriente 2000/5 A.

TL2

Secundario: 5A.

Barra: 100 x20 mm.

Cable: ϕ 20 mm.

Tapa de bornes: precintable.

Potencia (VA)

Modelo	I _{pn} (A)	Clase 0,5	Clase 1	Clase 3	Peso
TL2-800/5	800	15	20	30	0,68
TL2-1000/5	1000	20	30	45	0,67
TL2-1200/5	1200	20	30	45	0,76
TL2-1500/5	1500	30	45	60	0,85
TL2-2000/5	2000	30	60	90	0,86

Dimensiones (mm)

Technical drawing of the TL2 current transformer. It includes a front view and a side view. The front view shows a rectangular housing with a central window. Dimensions indicated are 100mm for the width, 110mm for the height, and 66mm for the distance between the mounting holes. The side view shows the profile of the housing, with a base width of 38mm.

Technical drawing of the TL2 current transformer, showing the front and side views with dimensions. The front view shows a rectangular housing with a central window. Dimensions indicated are 100mm for the width, 110mm for the height, and 66mm for the distance between the mounting holes. The side view shows the profile of the housing, with a base width of 38mm.

3D rendering of the TL2 current transformer housing. It is a rectangular metal casting with a central rectangular cutout. There are four mounting holes, one in each corner, and a small circular feature on the top surface.

Fuente: CATALOGO TC's SACI

HOJA TÉCNICA TC 30/5 A

Figura 98 Anexo 15: Características y dimensiones de transformador de corriente 30/5 A.



MULTI-MOUNT CURRENT COIL

ISO9001: 2000



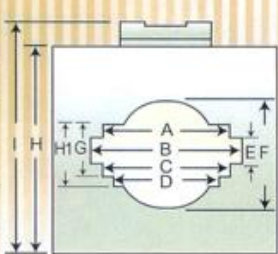
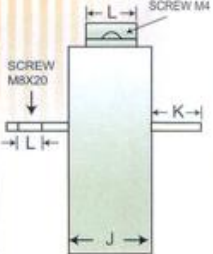
SPECIFICATIONS

Spec. Item No.	RATIO	ACCURACY	CAPACITY	VOLTAGE MAX.	FREQUENCY	CONDUCTOR THROUGH	BAR SIZE MAX.	ROUND CONDUCTOR CROSS SECTION MAX.
MFO-20	30/5A-250/5A	CLASS:0.5	5 VA	AC. 600V	50/60 HZ	• 50/5A-2T • 100/5A-3000/5A 1T		
MFO-30	50/5A-300/5A	CLASS:1.0	• 50/5A-2.5 VA • 100/5A-2.5 VA				30X10mm	Ø 20mm
MFO-40	150/5A-600/5A	CLASS:1.0	• 150/5A-400/5A 5VA				40X10mm	Ø 30mm
MFO-60	400/5A-1000/5A	CLASS:0.5	• 500/5A-800/5A 10VA				60X20mm	Ø 40mm
MFO-100	800/5A-3000/5A	CLASS:0.5	• 1000/5A-3000/5A 15VA				100X10mm	Ø 60mm

DIMENSIONS

Unit : mm

Size Item No.	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
MFO-20	x	x	x	x	x	x	x	x	86	103	47.5	30
MFO-30	21	31	21	x	11.4	x	21	x	82	98	42.4	x
MFO-40	x	42	34	21.7	11	x	16	x	82	98	42.4	x
MFO-60	x	61	51	x	20.8	46	23	x	111	127	44	x
MFO-100	82	101	81.4	62	11	62	32	37	139	150	44.5	x

Fuente: Catálogo CAMSCO.

BIBLIOGRAFÍA.

ABB, (1997). *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*. EU: Desconocida.

CODENSA (2014). *Guía de Seguridad en obra*. Colombia.: Codensa. Recuperado de https://www.codensa.com.co/document/Guia_Seguridad_en_Obra%20julio_2014_APRO_VF.PDF

Carrillo, G. (2007). *Protecciones Eléctricas, Notas de Clase*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.

Casazza, J., y Delea, F. (2003). *Understanding Electric Power Systems*. New Jersey, EU: IEEE Press.

Castaño, S. (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos*. Manizales, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.

Cooper Power Systems (2005). *Electrical Distribution System Protection*. EU: Desconocida.

Electric Power Research Institute (1982). *Transmission Line Reference Book*. California, EU: Desconocida.

Gutierrez, A. (1992). *Curso de Métodos de Investigación y elaboración de la Monografía*. Quito: Serie Didactica AG.

Mena, I., y Noroña, D., (2013). *Planificación de expansión, estudio de coordinación y ajuste de protecciones del sistema occidental de ELEPCO S.A.* (tesis de pregrado). Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador.

Pansini, A. (2005). *Guide To Electrical Power Distribution Systems*. EU: The Fairmont Press.

SCHNEIDER (2014). *Seguridad en instalaciones eléctricas*. Colombia.:RETIE. Recuperado de <http://www.schneider-electric.com.co/documents/eventos/memorias-jornadas-conecta/Seguridad/Seguridad-en-instalaciones-electricas.pdf>